

## VI. Annexes

### Annexe A - Section financière

<b>Table des matières</b>	<b>Page</b>
Sommaire financier (selon les PCGR des États-Unis).....	A2
Termes d'usage courant.....	A3
Rapport de gestion .....	A5
Généralités.....	A5
Contexte commercial et évaluation des risques.....	A5
Résultats d'exploitation .....	A9
Situation de trésorerie et sources de financement .....	A14
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration.....	A17
Risques de marché et autres incertitudes .....	A18
Estimations comptables cruciales .....	A20
Rapport de la direction sur le contrôle interne de l'information financière .....	A24
Rapport de l'auditeur indépendant.....	A25
État consolidé des résultats (selon le PCGR des États-Unis) .....	A26
État consolidé du résultat étendu (selon les PCGR des États-Unis) États-Unis).....	A27
Bilan consolidé (selon les PCGR des États-Unis) .....	A28
État consolidé des capitaux propres (selon les PCGR des États-Unis).....	A29
État consolidé des flux de trésorerie (selon les PCGR des États-Unis).....	A30
Notes afférentes aux états financiers consolidés.....	A31
1. Principales méthodes comptables.....	A31
2. Secteurs d'activité .....	A35
3. Impôts sur les bénéfices .....	A37
4. Avantages de retraite .....	A38
5. Autres obligations à long terme.....	A44
6. Dérivés et instruments financiers .....	A44
7. Régimes d'intéressement à base d'actions .....	A44
8. Revenus de placement et d'autres sources .....	A46
9. Litiges et autres éventualités.....	A46
10. Actions ordinaires.....	A47
11. Informations financières diverses.....	A48
12. Coûts de financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts .....	A48
13. Immobilisations louées .....	A49
14. Dette à long terme.....	A49
15. Comptabilisation des coûts des puits d'exploration suspendus.....	A50
16. Opérations avec les apparentés.....	A51
17. Autres éléments du résultat étendu.....	A52
18. Acquisition.....	A53
Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz .....	A54
Données financières et sur la négociation d'actions par trimestre.....	A58

## Sommaire financier (selon les PCGR des États-Unis)

en millions de dollars	2013	2012	2011	2010	2009
Produits d'exploitation	<b>32 722</b>	31 053	30 474	24 946	21 292
Bénéfice net par secteur :					
Secteur Amont	<b>1 712</b>	1 888	2 457	1 764	1 324
Secteur Aval	<b>1 052</b>	1 772	884	442	278
Produits chimiques	<b>162</b>	165	122	69	46
Comptes non sectoriels et autres	<b>(98)</b>	(59)	(92)	(65)	(69)
<b>Bénéfice net</b>	<b>2 828</b>	3 766	3 371	2 210	1 579
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	<b>272</b>	482	1 202	267	513
Total de l'actif à la fin de l'exercice	<b>37 218</b>	29 364	25 429	20 580	17 473
Dette à long terme à la fin de l'exercice	<b>4 444</b>	1 175	843	527	31
Total de la dette à la fin de l'exercice	<b>6 287</b>	1 647	1 207	756	140
Autres obligations à long terme à la fin de l'exercice	<b>3 091</b>	3 983	3 876	2 753	2 839
Capitaux propres à la fin de l'exercice	<b>19 524</b>	16 377	13 321	11 177	9 439
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>3 292</b>	4 680	4 489	3 207	1 591
Données par action (en dollars)					
Bénéfice net – résultat de base	<b>3,34</b>	4,44	3,98	2,61	1,86
Bénéfice net – résultat dilué	<b>3,32</b>	4,42	3,95	2,59	1,84
Dividendes (déclarés trimestriellement)	<b>0,49</b>	0,48	0,44	0,43	0,40

## Termes d'usage courant

Les définitions de plusieurs mesures clés du rendement commercial et financier de l'Impériale figurent ci-après. Ces définitions sont fournies pour faciliter la compréhension des termes et la façon de calculer ces mesures.

### Capital utilisé

Le capital utilisé est une mesure de l'investissement net. Quand on examine la façon dont il est utilisé par l'entreprise, le capital comprend les immobilisations corporelles et les autres actifs de la compagnie, déduction faite du passif, excluant la dette à court terme et à long terme. Quand on examine les sources du capital utilisé dans son ensemble par la compagnie, il comprend le total de la dette et des capitaux propres. Dans les deux cas, il comprend la quote-part de la compagnie des montants visant des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions, ce qui, selon la compagnie, devrait être inclus pour fournir une mesure plus exhaustive du capital utilisé.

en millions de dollars	2013	2012	2011
Utilisation par l'entreprise : du point de vue de l'actif et du passif			
Total de l'actif	37 218	29 364	25 429
Déduire : passif à court terme, excluant les billets et emprunts	(5 245)	(5 433)	(5 585)
passif à long terme, excluant la dette à long terme	(6 162)	(5 907)	(5 316)
Ajouter : quote-part de l'Impériale dans la dette des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	23	24	28
<b>Total du capital utilisé</b>	<b>25 834</b>	<b>18 048</b>	<b>14 556</b>
Sources du capital utilisé par la compagnie : du point de vue de la dette et des capitaux propres			
Billets et emprunts	1 843	472	364
Dette à long terme	4 444	1 175	843
Capitaux propres	19 524	16 377	13 321
Ajouter : quote-part de l'Impériale dans la dette des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	23	24	28
<b>Total du capital utilisé</b>	<b>25 834</b>	<b>18 048</b>	<b>14 556</b>

### Rendement du capital moyen utilisé (RCMU)

Le RCMU est un coefficient de rendement financier. Pour chaque secteur, le RCMU correspond au bénéfice net annuel du secteur divisé par le capital moyen utilisé par celui-ci (une moyenne des montants du début et de la fin de l'exercice). Les bénéfices nets sectoriels comprennent la part revenant à l'Impériale du bénéfice net sectoriel des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions, suivant la définition du capital utilisé, et excluent le coût du financement. Le RCMU de la compagnie correspond au bénéfice net, exclusion faite des coûts de financement après impôts, divisé par le total du capital moyen utilisé. La compagnie emploie cette définition du RCMU depuis des années et considère que c'est la meilleure mesure de la productivité passée dans un secteur d'activité à haute intensité de capital à long terme pour évaluer à la fois la performance de la direction et montrer aux actionnaires que les capitaux ont été utilisés de façon judicieuse à long terme. Des mesures supplémentaires, qui ont tendance à se fonder davantage sur les flux de trésorerie, servent à prendre des décisions pour faire des investissements.

en millions de dollars	2013	2012	2011
Bénéfice net	2 828	3 766	3 371
Coûts de financement (après impôts), incluant la quote-part de l'Impériale dans les comptes des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	1	1	1
<b>Bénéfice net, excluant les coûts de financement</b>	<b>2 829</b>	<b>3 767</b>	<b>3 372</b>
<b>Capital moyen utilisé</b>	<b>21 941</b>	<b>16 302</b>	<b>13 261</b>
<b>Rendement du capital moyen utilisé (en pourcentage) – total de la compagnie</b>	<b>12,9</b>	<b>23,1</b>	<b>25,4</b>

## Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et à la vente d'actifs

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et à la vente d'actifs correspondent à la somme de la trésorerie nette provenant des activités d'exploitation et du produit de la vente d'actifs, présentée dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Ces flux de trésorerie reflètent le total des sources de fonds provenant à la fois de l'exploitation de l'actif de la compagnie et du dessaisissement d'actifs. La compagnie a recours depuis longtemps à un rigoureux processus d'examen régulier pour s'assurer que tous les actifs contribuent à ses objectifs stratégiques. La compagnie se dessaisit d'un bien quand il ne répond plus à ces objectifs ou que sa valeur est nettement supérieure pour un tiers. Comme elle procède régulièrement à cet exercice, la compagnie estime qu'il est utile aux investisseurs d'examiner le produit tiré des ventes en parallèle avec les flux provenant des activités d'exploitation lorsqu'ils évaluent les fonds dont elle dispose pour investir dans l'entreprise et pour financer les activités, y compris les distributions aux actionnaires.

en millions de dollars	2013	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 292	4 680	4 489
Produit de la vente d'actifs	160	226	314
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et à la vente d'actifs	3 452	4 906	4 803

## Frais d'exploitation

Les frais d'exploitation sont les frais engagés pendant l'exercice pour produire, fabriquer et préparer les produits de la compagnie pour la vente, y compris les coûts de consommation d'énergie, de personnel et d'entretien. Ces frais excluent le coût des matières premières, les taxes et les coûts de financement, et sont établis avant impôts. Bien que la compagnie soit responsable de la totalité des produits et des charges composant le résultat net, les frais d'exploitation, tels que définis ci-dessous, représentent les frais qui tombent le plus directement sous le contrôle de la compagnie. Par conséquent, l'information relative à ces frais est utile pour évaluer le rendement de la compagnie.

## Rapprochement des frais d'exploitation

en millions de dollars	2013	2012	2011
<b>À partir de l'état consolidé des résultats de l'Impériale</b>			
Total des charges	29 192	26 195	26 308
Moins :			
Achats de pétrole brut et de produits	20 155	18 476	18 847
Taxe d'accise fédérale	1 423	1 338	1 320
Coûts de financement	11	(1)	3
Sous-total	21 589	19 813	20 170
Quote-part de l'Impériale dans les charges des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	37	34	39
Total des frais d'exploitation	7 640	6 416	6 177

## Éléments des frais d'exploitation

en millions de dollars	2013	2012	2011
<b>À partir de l'état consolidé des résultats de l'Impériale</b>			
Production et fabrication	5 288	4 457	4 114
Frais de vente et frais généraux	1 082	1 081	1 168
Amortissement et épuisement	1 110	761	764
Exploration	123	83	92
Sous-total	7 603	6 382	6 138
Quote-part de l'Impériale dans les charges des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	37	34	39
Total des frais d'exploitation	7 640	6 416	6 177

# Rapport de gestion

## Généralités

Le présent rapport de gestion, ainsi que les états financiers consolidés ci-joints et les notes y afférentes, sont la responsabilité de la direction de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée.

L'information comptable et financière de la compagnie reflète fidèlement son modèle d'entreprise simple, qui repose sur l'extraction, le raffinage et la commercialisation d'hydrocarbures et de produits à base d'hydrocarbures. Les activités de la compagnie comprennent la production (ou l'achat), la fabrication et la vente de produits, et toutes les activités commerciales visent directement à faciliter le transport sous-jacent de marchandises.

Grâce aux ressources naturelles dont elle dispose, à sa santé financière, à la rigueur de sa politique d'investissement et à l'éventail de ses technologies, l'Impériale est bien placée pour participer à des investissements d'envergure visant à mettre en valeur de nouvelles réserves énergétiques au Canada. Bien que le prix des marchandises soit instable à court terme du fait du jeu de l'offre et de la demande, les décisions de l'Impériale en matière d'investissement sont fondées sur des perspectives commerciales à long terme, et reposent sur une méthode rigoureuse de sélection et d'exploitation des possibilités d'investissement les plus intéressantes. Le plan d'entreprise est un processus de gestion annuel fondamental qui sert à l'établissement des objectifs d'exploitation et d'investissement à court terme, et à l'élaboration des hypothèses économiques à long terme servant à évaluer les investissements. Les possibilités d'investissement sont testées au moyen d'un large éventail de scénarios économiques en vue d'évaluer la viabilité de chaque possibilité. Une fois les investissements réalisés, un processus de réévaluation est lancé pour garantir que les enseignements pertinents seront retenus et que les améliorations nécessaires seront apportées aux projets futurs.

Le terme « projet » tel qu'il est utilisé dans ce rapport peut renvoyer à toute une gamme d'activités différentes et n'a pas nécessairement le même sens que celui qu'on lui donne dans les rapports sur la transparence des paiements au gouvernement.

## Contexte commercial et évaluation des risques

### Perspectives à long terme

Selon les prévisions, d'ici à 2040, la population mondiale atteindra 8,8 milliards d'habitants environ, soit près de 2 milliards de plus qu'en 2010. Parallèlement à cette augmentation de la population, la compagnie prévoit une croissance de l'économie mondiale de près de 3 % par an en moyenne. Avec la croissance économique et démographique, et l'amélioration du niveau de vie de milliards de personnes, les besoins en énergie vont continuer à croître. Même si on réalisait d'importants gains d'efficacité, la demande mondiale d'énergie devrait augmenter d'environ 35 % entre 2010 et 2040. Cette augmentation de la demande viendrait surtout des pays en voie de développement (c'est-à-dire les pays qui ne sont pas membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques).

À mesure que la prospérité grandissante entraîne une hausse de la demande mondiale d'énergie, l'utilisation croissante de carburants, technologies et pratiques à haute efficacité énergétique et à faibles émissions continuera de contribuer à la diminution substantielle de la consommation énergétique et des émissions par unité de production économique au fil du temps. Tous les aspects de l'économie mondiale devraient bénéficier de gains d'efficacité considérables d'ici à 2040, ce qui aura des répercussions sur les besoins énergétiques des transports, de la production d'électricité, des applications industrielles, et des besoins résidentiels et commerciaux.

De 2010 à 2040, l'énergie nécessaire au transport – automobiles, camions, navires, trains et avions – devrait augmenter d'environ 40 %. La croissance de la demande mondiale dans le domaine du transport représentera probablement environ 70 % de la croissance de la demande de carburants liquides au cours de cette période. Les carburants liquides étant abondants, faciles à transporter, largement accessibles et fournissant une grande quantité d'énergie à faibles volumes, la majorité des parcs de transport du monde continueront à en dépendre.

D'ici à 2040, on prévoit que la demande mondiale d'électricité, portée par la croissance de la demande dans les pays en voie de développement, augmentera d'environ 90 %. Cadrant avec cette projection, la production d'électricité, dont la croissance sera la plus forte et la plus rapide, demeurera le principal segment de la

## Rapport de gestion (suite)

demande énergétique mondiale. La satisfaction de la demande croissante d'électricité nécessitera un large éventail de sources d'énergie. La demande en gaz naturel connaîtra sans doute la plus forte croissance et deviendra d'ici à 2040 la principale source d'électricité produite, grâce à l'efficacité des centrales alimentées au gaz. Aujourd'hui, le charbon détient la part la plus importante du secteur de l'énergie, mais cette part sera vraisemblablement beaucoup plus faible en 2040 du fait de l'adoption graduelle de politiques visant à en réduire l'impact sur l'environnement en particulier en ce qui concerne la qualité de l'air à l'échelle locale et les émissions de gaz à effet de serre. L'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, notamment l'éolienne et l'hydroélectricité, connaîtront une croissance importante au cours de cette période.

Les carburants liquides étant largement accessibles, abordables et faciles à transporter, distribuer et stocker, ils assurent actuellement la plus grande part de l'approvisionnement en énergie pour répondre aux besoins du consommateur. D'ici à 2040, la demande mondiale de carburants liquides devrait atteindre environ 112 millions de barils d'équivalent pétrole par jour, soit environ 25 % de plus qu'en 2010. Cette demande sera satisfaite par une grande variété de sources d'énergie. À l'échelle mondiale, la production de pétrole brut classique accusera probablement une légère baisse d'ici à 2040. Cependant, cette baisse devrait être largement compensée par la production croissante de diverses sources d'énergie émergentes, dont notamment le pétrole des gisements étanches, les ressources en eaux profondes, les sables pétrolifères, les liquides du gaz naturel et les biocarburants. Grâce aux avancées technologiques qui continuent à élargir l'offre d'options d'approvisionnement économiques, les ressources mondiales sont suffisantes pour combler la demande projetée jusqu'en 2040. Toutefois, l'accès aux ressources et des investissements en temps opportun seront essentiels à la satisfaction des besoins mondiaux par un approvisionnement fiable et abordable.

Le gaz naturel étant un combustible polyvalent qui se prête à un large éventail d'utilisations, il deviendra la principale source de combustible et devrait connaître la plus forte croissance d'ici à 2040. De 2010 à 2040, la demande mondiale de gaz naturel devrait augmenter d'environ 65 %, probablement dans toutes les grandes régions du monde. La croissance importante des sources d'approvisionnement en gaz non classique, c'est-à-dire le gaz naturel présent dans le schiste et dans d'autres formations rocheuses dont l'extraction n'était pas considérée comme étant économiquement viable autrefois, contribuera à combler ces besoins. En 2040, environ 65 % de la croissance des approvisionnements en gaz naturel devraient provenir de sources non classiques, lesquelles représenteront un tiers des réserves de gaz mondiales. La demande croissante de gaz naturel stimulera également une forte croissance du marché mondial des liquides du gaz naturel (LGN) qui, selon les prévisions, répondra à environ 15 % de la demande mondiale de gaz en 2040.

Le bouquet énergétique mondial est très varié et le restera jusqu'en 2040. Le pétrole constituant près du tiers de ce bouquet en 2040, il demeurera la principale source d'énergie. Actuellement, le charbon est la deuxième source d'énergie en importance, mais il risque de céder sa place au gaz naturel vers 2025 environ. La part du gaz naturel dépassera 25 % en 2040, tandis que celle du charbon tombera à moins de 20 %. On s'attend à une croissance considérable de l'énergie nucléaire, à un rythme toutefois plus modéré à la suite de l'accident de Fukushima au Japon qui a suivi le tremblement de terre et le tsunami de mars 2011. L'énergie renouvelable dans son ensemble atteindra probablement près de 15 % du total en 2040, la part combinée de la biomasse, de l'énergie hydraulique et de l'énergie géothermique représentant environ 11 %. De 2010 à 2040, l'énergie totale provenant du vent, du soleil et des biocarburants progressera de près de 450 %, atteignant une part combinée d'environ 4 % de l'énergie mondiale.

La compagnie prévoit que les ressources mondiales en pétrole et en gaz augmenteront non seulement en raison de nouvelles découvertes, mais aussi grâce à l'augmentation des réserves dans des gisements déjà découverts. La technologie entraînera ces augmentations. Les coûts de mise en valeur et d'extraction de ces ressources seront considérables. Selon l'Agence internationale de l'énergie, l'investissement requis pour satisfaire la totalité des besoins énergétiques mondiaux en pétrole et en gaz de 2012 à 2035 s'élèvera à près de 19 billions de dollars (en dollars de 2011), soit près de 800 milliards de dollars par an en moyenne.

Les accords internationaux et les réglementations provinciales et nationales relatives à la réduction des émissions de gaz à effet de serre évoluent à un rythme tout aussi incertain que les résultats qui en ressortent, ce qui rend la prédiction de leur impact commercial plus difficile. Les estimations de l'Impériale des coûts potentiels découlant des éventuelles politiques publiques relativement aux émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie cadrent avec les estimations figurant dans les perspectives énergétiques à long terme d'Exxon Mobil Corporation (ExxonMobil) qui servent à évaluer le contexte commercial et les investissements de l'Impériale.

## Rapport de gestion (suite)

L'information fournie dans ces perspectives commerciales à long terme comprend des estimations et des prévisions internes qui reposent sur des données et analyses de source interne ainsi que sur des informations publiques provenant de sources externes, y compris l'Agence internationale de l'énergie.

### Secteur Amont

L'Impériale produit du pétrole brut et du gaz naturel destinés à la vente sur les marchés nord-américains. Les cours du pétrole brut et du gaz naturel sont déterminés par les marchés mondial et nord-américain et sont soumis au jeu de l'offre et de la demande. Ces cours peuvent être influencés par une myriade de facteurs, dont la conjoncture économique, les événements politiques sur la scène internationale et les conditions météorologiques. Les prix de la majeure partie du pétrole brut de la compagnie sont établis en fonction des marchés du West Texas Intermediate (WTI), un brut de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. En 2013, le prix moyen du pétrole brut WTI était plus élevé qu'en 2012, ce qui a entraîné une hausse des prix touchés par la compagnie pour les liquides de l'Ouest canadien.

Les stratégies commerciales de l'Impériale pour le secteur Amont guident les activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de recherche et de commercialisation du gaz. Ces stratégies consistent à rechercher et à saisir les meilleures opportunités ainsi qu'à maximiser la rentabilité de la production existante et la valeur des ressources à la faveur de technologies à impact élevé. Elles reposent sur la quête incessante de l'excellence opérationnelle, l'utilisation de techniques innovatrices, le perfectionnement des employés et l'investissement dans les collectivités dans lesquelles œuvre la compagnie.

Les activités menées par la compagnie dans le secteur Amont ont pour but d'accroître considérablement la production au cours de la décennie. Le projet de développement initial de Kearl, le plus important investissement de l'histoire de l'Impériale, a débuté en 2013. Le projet d'expansion de Kearl et le projet d'expansion de Nabiye à Cold Lake ont également progressé en 2013. Les autres investissements portaient sur les acquisitions de Celtic et Clyden. Pour appuyer sa croissance à long terme, la compagnie a déjà acquis, ou est en voie d'établir, divers types de centres de logistique.

L'Impériale dispose d'un large éventail de ressources de pétrole et de gaz au Canada, mises en valeur ou non. L'exploitation du pétrole classique des régions productrices développées étant presque arrivée à maturité, la production de l'Impériale devra de plus en plus provenir de sources non classiques et des sables pétrolifères.

### Secteur Aval

Le contexte commercial du secteur Aval dans son ensemble devrait demeurer très concurrentiel sur le marché mûr de l'Amérique du Nord. Le pétrole brut, la matière première de base dans l'exploitation d'une raffinerie, et ses nombreux produits raffinés, sont vendus à grande échelle à des prix publiés sur le marché international. Les prix de ces marchandises sont fonction des forces du marché et subissent l'effet de nombreux facteurs comme le jeu de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale et régionale, le niveau des stocks, l'activité de raffinage, l'équilibre entre les importations et les exportations, la logistique, les variations de change, les fluctuations saisonnières et les conditions météorologiques. Depuis la fermeture de la raffinerie de Dartmouth au troisième trimestre 2013, les prix moyens payés par la compagnie pour la majeure partie du pétrole brut traité dans ses trois raffineries sont établis en fonction des marchés du pétrole brut de l'Ouest canadien. En 2013, les prix moyens du pétrole brut de l'Ouest canadien sont restés inférieurs au prix du pétrole brut Brent. Au Canada, les prix de gros des produits raffinés en particulier sont en grande partie déterminés par ceux des régions limitrophes des États-Unis, où les prix de gros sont liés principalement aux marchés internationaux. La baisse des marges dégagées sur le raffinage en 2013 a été attribuable au faible écart entre le prix des produits et le coût du pétrole brut traité. Ces prix et facteurs font l'objet d'une surveillance continue et sont pris en compte dans les décisions d'exploitation touchant les matières premières à acheter, les installations à exploiter et les produits à fabriquer. Cependant, il n'existe pas d'indicateur fiable de l'éventuelle conjoncture du marché qui permette de prédire avec précision l'évolution des marges d'un exercice à l'autre.

La compagnie continuera à se concentrer sur les aspects commerciaux sur lesquels elle peut agir. Dans le secteur Aval, la stratégie de l'Impériale consiste à offrir au client un service et des produits de qualité au coût global le plus bas, à avoir les coûts unitaires les plus bas par rapport à ses concurrents du secteur pétrolier, à assurer une utilisation efficace et efficiente de ses capitaux, à maximiser la valeur grâce à une technologie de pointe et à miser sur l'intégration de ses divers secteurs d'activité.

## Rapport de gestion (suite)

Au Canada, l'Impériale possède et exploite trois raffineries dont la capacité de traitement combinée est de 421 000 barils par jour. Le réseau de commercialisation des carburants de l'Impériale comprend un secteur du détail qui approvisionne ses clients au Canada au moyen de plus de 1 700 stations-service Esso, dont environ 470 sont la propriété de la compagnie ou en location. L'Impériale possède aussi un secteur de la vente en gros et aux industries, alimenté par un réseau de 22 dépôts de distribution de premier stockage et par un réseau de distribution secondaire.

### Produits chimiques

En 2013, l'environnement du secteur pétrochimique nord-américain est resté favorable, traduisant en cela une amélioration de la conjoncture économique. En Amérique du Nord, le gaz naturel non classique a continué à fournir des charges d'alimentation en éthane avantageuses pour les unités de vapocraquage ainsi qu'un contexte de marges favorable pour les fabricants de produits chimiques intégrés. Grâce à la transition vers l'approvisionnement en éthane de Marcellus, qui est prévue pour le premier trimestre 2014, l'usine de produits chimiques de Sarnia continuera de bénéficier d'une charge d'alimentation produite à un coût avantageux. La stratégie de la compagnie pour ce secteur consiste à réduire les coûts et à maximiser la valeur en poursuivant l'intégration de son usine chimique de Sarnia à la raffinerie. L'Impériale tire parti également de son intégration aux activités chimiques d'ExxonMobil en Amérique du Nord, ce qui lui permet de demeurer un chef de file dans ses principaux segments de marché.



## Rapport de gestion (suite)

### Résultats d'exploitation

#### Consolidés

en millions de dollars	2013	2012	2011
Bénéfice net	2 828	3 766	3 371

#### 2013

Le bénéfice net de l'exercice 2013 s'est établi à 2 828 M\$ ou 3,32 \$ par action sur une base diluée, en regard 3 766 M\$ ou 4,42 \$ par action pour l'exercice 2012. Ces résultats inférieurs découlent essentiellement d'une baisse importante des marges de raffinage, qui a retranché environ 700 M\$ aux résultats, de la hausse d'environ 180 M\$ des frais de démarrage et de fonctionnement de Kearl, et de la diminution de la production et de la hausse des coûts d'entretien à Syncrude, qui ont totalisé environ 120 M\$, et la contribution plus faible de Cold Lake, qui s'élève à environ 120 M\$. Les résultats de 2013 comprennent également une charge sans décaissement de 280 M\$ après impôts associée à la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Ces facteurs ont été partiellement compensés par la hausse des prix obtenus pour les liquides, ce qui a ajouté environ 125 M\$ aux résultats, par les effets de change d'un dollar canadien plus faible par rapport au dollar américain d'environ 125 M\$, par une hausse des marges de commercialisation, qui a ajouté environ 120 M\$, et par la diminution des dépenses d'entretien des raffineries, qui a ajouté environ 90 M\$ aux résultats.

En 2013, le prix moyen du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) a été plus élevé qu'en 2012, ce qui a entraîné une hausse des prix du pétrole brut de l'Ouest du Canada et des prix obtenus pour les liquides dans le secteur Amont de la compagnie en 2013. Cependant, les marges de raffinage dans le secteur Aval de la compagnie en ont subi le contrecoup, le coût global du pétrole brut traité ayant largement reflété la tendance à la hausse des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien.

#### 2012

Le bénéfice net de l'exercice 2012 s'est établi à 3 766 M\$ ou 4,42 \$ par action sur une base diluée, en regard 3 371 M\$ ou 3,95 \$ par action pour l'exercice 2011. La hausse du bénéfice est due principalement à l'élargissement des marges de raffinage, qui a compté pour environ 975 M\$, et à des redevances en baisse d'environ 300 M\$ en raison du fléchissement des prix obtenus dans le secteur Amont. Ces facteurs ont été partiellement annulés par le fléchissement des prix obtenus dans le secteur Amont, qui a retranché environ 580 M\$ aux résultats, par une hausse des dépenses de préparation de Kearl en vue de la production, qui se sont élevées à environ 125 M\$, et par la hausse des dépenses d'entretien planifié des raffineries, qui a effectué une ponction d'environ 80 M\$. Les gains réalisés à la cession d'actifs ont également diminué d'environ 85 M\$ en 2012.

En 2012, le prix moyen du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) et du pétrole brut provenant de l'Ouest canadien est demeuré nettement inférieur au prix du pétrole brut de référence Brent, qui est utilisé couramment pour les marchés pétroliers de la côte atlantique, cet écart étant dû au déséquilibre entre l'offre et la demande sur les marchés du centre du continent nord-américain. Cet écart de prix a eu une incidence négative sur les prix réalisés par la compagnie pour les liquides de l'Ouest canadien. Cependant, les marges de raffinage dans le secteur Aval de la compagnie ont connu une hausse, le coût global du pétrole brut traité dans trois de ses quatre raffineries ayant reflété la tendance des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien.

#### Secteur Amont

en millions de dollars	2013	2012	2011
Bénéfice net	1 712	1 888	2 457

#### 2013

Le bénéfice net du secteur Amont pour l'exercice 2013 s'est établi à 1 712 M\$, comparativement à 1 888 M\$ en 2012. Ces résultats inférieurs découlent principalement de la hausse des frais associés à Kearl, qui se sont élevés à environ 180 M\$, la production depuis son démarrage à la fin d'avril n'ayant pas été suffisante pour compenser les frais de démarrage et d'exploitation à ce jour, de la diminution de la production à Syncrude, qui a retranché environ 120 M\$ aux résultats, et de la hausse des coûts des diluants et des coûts énergétiques à Cold Lake, qui ont totalisé environ 120 M\$. Ces facteurs ont été atténués par la hausse des prix obtenus pour

## Rapport de gestion (suite)

les liquides, qui a compté pour environ 125 M\$, et par les effets de change d'un dollar canadien plus faible, ce qui a ajouté environ 125 M\$ aux résultats.

2012

Le bénéfice net de l'exercice s'est établi à 1 888 M\$, en baisse de 569 M\$ par rapport à 2011. La diminution du bénéfice est due principalement au recul des prix réalisés, ce qui a retranché environ 580 M\$, à la hausse des dépenses de préparation de Kearl en vue de la production, qui a compté pour environ 125 M\$, et à la diminution de la production à Cold Lake, qui a retranché environ 75 M\$. Les gains réalisés à la cession d'actifs ont en outre diminué d'environ 85 M\$ en 2012. Ces facteurs ont été annulés en partie par des redevances en baisse d'environ 300 M\$ suite au recul des prix et par l'augmentation des volumes de production de pétrole classique, qui a compté pour environ 45 M\$.

### Prix de vente moyens et réalisés

en dollars canadiens	2013	2012	2011
Prix touché pour le pétrole brut classique (le baril)	<b>82,41</b>	77,19	85,22
Prix touché pour les liquides du gaz naturel (le baril)	<b>39,26</b>	42,06	59,08
Prix touché pour le gaz naturel (le millier de pieds cubes)	<b>3,27</b>	2,33	3,59
Prix touché pour le pétrole synthétique (le baril)	<b>99,69</b>	92,48	101,43
Prix touché pour le bitume (le baril)	<b>60,57</b>	59,76	63,95

2013

Les prix de la majeure partie de la production de liquides de la compagnie sont fixés en fonction du prix du pétrole brut WTI, un prix de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. En 2013, le prix du baril de pétrole brut WTI a augmenté de 3,90 \$ en dollars américains, soit de 4 %, par rapport à 2012. Les prix moyens en dollars canadiens obtenus par la compagnie sur les ventes de pétrole brut classique, de pétrole brut synthétique et de bitume ont également augmenté. Le prix moyen obtenu par la compagnie sur les ventes de gaz naturel de 3,27 \$ par millier de pieds cubes en 2013 était supérieur de 0,94 \$ à celui de 2012.

2012

Les prix de la majeure partie de la production de liquides de la compagnie sont fixés en fonction du prix du pétrole brut WTI, un prix de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. En 2012, le prix moyen du WTI en dollars américains était inférieur de 0,96 \$ le baril, soit d'environ un pour cent, à 2011. Les prix moyens réalisés par la compagnie pour les liquides provenant de l'Ouest canadien ont également été pénalisés par les décotes attribuables aux déséquilibres de l'offre et de la demande dans le centre du continent nord-américain. En 2012, le prix moyen obtenu par la compagnie pour le pétrole brut classique et le pétrole synthétique, exprimé en dollars canadiens, a baissé d'environ 9 % par rapport à 2011, tandis que le prix moyen du bitume a baissé d'environ 7 % par rapport à 2011.

En 2012, le prix moyen touché par la compagnie pour le gaz naturel a connu une baisse d'environ 35 %, ce qui correspond à la baisse de la moyenne du prix du disponible 30 jours du gaz naturel en Alberta.

### Pétrole brut et LGN – production et ventes (a)

en milliers de barils par jour	2013		2012		2011	
	brut	net	brut	net	brut	net
Bitume (b)	<b>169</b>	<b>142</b>	154	123	160	120
Pétrole synthétique (c)	<b>67</b>	<b>65</b>	72	69	72	67
Pétrole brut classique	<b>21</b>	<b>17</b>	20	15	18	13
Total de la production de pétrole brut	<b>257</b>	<b>224</b>	246	207	250	200
LGN mis en vente	<b>4</b>	<b>3</b>	4	3	5	4
Total de la production de pétrole brut et de LGN	<b>261</b>	<b>227</b>	250	210	255	204
Ventes de bitume, diluant compris (d)	<b>219</b>		201		209	
Ventes de LGN	<b>9</b>		8		9	

## Rapport de gestion (suite)

### Gaz naturel – production et ventes (a)

(en millions de pieds cubes par jour)	2013		2012		2011	
	brut	net	brut	net	brut	net
Production (e)	201	189	192	195 (g)	254	228
Ventes (f)	167		177		237	

- (a) Le volume par jour correspond au volume annuel divisé par le nombre de jours dans l'année. La production brute correspond à la quote-part de la compagnie (à l'exclusion des achats) avant déduction de la part des propriétaires miniers, des gouvernements ou des deux. La production nette exclut ces parts.
- (b) Les volumes de production de bitume de la compagnie comprenaient l'exploitation de Cold Lake pour toutes les années présentées dans le tableau ci-dessus et, à partir de 2013, comprenaient également le projet de développement initial de Kearn (16 000 barils par jour de production brute, 15 000 barils de production nette).
- (c) Les volumes de production de pétrole synthétique de la compagnie correspondaient à la quote-part du volume de production de la coentreprise Syncrude.
- (d) Le diluant est un condensat de gaz naturel ou un autre hydrocarbure léger ajouté au bitume pour en faciliter le transport par pipeline en vue de sa commercialisation.
- (e) La production de gaz naturel comprend les quantités consommées en interne, hormis les quantités réinjectées.
- (f) Comprend les ventes de la quote-part de la société dans la production (avant déduction de la quote-part des propriétaires miniers ou des gouvernements) ainsi que les ventes de gaz acheté, traité ou revendu. Les ventes de gaz naturel excluent les quantités consommées en interne.
- (g) Compte tenu des ajustements favorables du coût des redevances.

### 2013

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 153 000 barils par jour, contre 154 000 barils en 2012.

Au cours de l'exercice, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 67 000 barils par jour, contre 72 000 barils par jours en 2012. Ce sont principalement les activités d'entretien systématique qui ont contribué à la baisse de la production.

La quote-part de la compagnie dans la production brute provenant du développement initial de Kearn s'est établie à 16 000 barils par jour pour l'ensemble de l'exercice. La production de bitume dilué a débuté en avril 2013 et a été progressivement augmentée le reste de l'année. Depuis le démarrage, des améliorations ont été apportées à la fiabilité de l'équipement. Bien que la production brute ait atteint 100 000 barils par jour (la part de l'Impériale s'élevant à 71 000 barils par jour) au cours du quatrième trimestre, les activités engagées pour stabiliser le rendement à ces niveaux se poursuivent. Au cours du quatrième trimestre, les ventes à des parties non liées ont débuté tel que prévu.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 21 000 barils par jour pour l'exercice, en regard de 20 000 barils en 2012.

La production brute de gaz naturel au cours de 2013 s'est élevée à 201 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 192 millions de pieds cubes en 2012. La hausse de la production reflète les apports provenant de l'acquisition de Celtic et du projet pilote de Horn River, qui ont compensé amplement la diminution naturelle du rendement des gisements.

### 2012

La production brute de bitume à Cold Lake s'est établie en moyenne à 154 000 barils par jour, contre 160 000 en 2011. La baisse des volumes a été principalement attribuable à la nature cyclique de la production à Cold Lake.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 72 000 barils par jour, inchangée par rapport à 2011.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 20,000 barils par jour, contre 18 000 barils en 2011, année au cours de laquelle les interruptions de service de pipelines tiers ont réduit la production du champ pétrolifère de Norman Wells.

La production brute de gaz naturel au cours de 2012 s'est élevée à 192 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 254 millions de pieds cubes en 2011. La baisse du volume de production découle essentiellement de l'impact de la cession de propriétés productrices, un processus achevé en 2011.

## Rapport de gestion (suite)

### Secteur Aval

en millions de dollars	2013	2012	2011
Bénéfice net	1 052	1 772	884

2013

Le bénéfice net du secteur Aval pour l'exercice 2013 s'est établi à 1 052 M\$, comparativement à 1 772 M\$ en 2012. Les résultats ont souffert de la baisse marquée des marges de raffinage, ce qui a retranché environ 700 M\$ aux résultats. Les résultats de l'exercice 2013 comprenaient également une charge de 280 M\$ après impôts associée à la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Ces facteurs ont été atténués par la hausse des marges de commercialisation, qui a compté pour environ 120 M\$, et une baisse des redevances d'environ 90 M\$.

Le coût global du pétrole brut traité par les raffineries de la compagnie a largement reflété la tendance des pétroles bruts de l'Ouest canadien. Au Canada, les prix de gros des produits raffinés sont en grande partie déterminés par ceux des régions limitrophes des États-Unis, où les prix de gros sont principalement liés aux marchés internationaux. La baisse des bénéfices du secteur Aval en 2013 par rapport à 2012, principalement attribuable à la baisse généralisée des marges de raffinage, a été en partie amortie par la hausse des marges de commercialisation.

2012

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 1 772 M\$, en hausse de 888 M\$ par rapport à 2011. Le bénéfice de 2012, le meilleur jamais enregistré, est essentiellement attribuable à la hausse des marges de raffinage dans tout le secteur. Ce résultat positif a cependant été réduit par une augmentation des frais d'exploitation consécutive à l'accroissement des activités d'entretien planifié des raffineries par rapport à 2011.

Le coût global du pétrole brut traité dans trois des quatre raffineries de la compagnie a reflété la tendance des pétroles bruts de l'Ouest canadien. Au Canada, les prix de gros des produits raffinés sont en grande partie déterminés par ceux des régions limitrophes des États-Unis, où les prix de gros sont principalement liés aux marchés internationaux. L'élargissement généralisé des marges de raffinage sont le résultat d'un accroissement entre le prix de vente des produits et le coût du pétrole brut traité.

#### Utilisation de la capacité de raffinage

en milliers de barils par jour (a)	2013	2012	2011
Débit total des raffineries (b)	426	435	430
Capacité de raffinage au 31 décembre	421	506	506
Utilisation de la capacité totale de raffinage (en pourcentage) (c)	88	86	85

#### Ventes

en milliers de barils par jour (a)	2013	2012	2011
Essence	223	221	220
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	160	151	157
Mazout lourd	29	30	29
Huiles lubrifiantes et autres produits	42	43	41
Ventes nettes de produits pétroliers	454	445	447

(a) Le volume par jour correspond au volume annuel divisé par le nombre de jours dans l'année.

(b) Pétrole brut et charges d'alimentation expédiés directement dans les unités de distillation atmosphérique.

(c) Les activités ont été interrompues le 16 septembre 2013 à la raffinerie de Dartmouth. L'utilisation de la capacité est calculée en fonction du nombre de jours que les raffineries ont été utilisées comme telles en 2013.

2013

Au deuxième trimestre 2013, la compagnie a annoncé sa décision de transformer la raffinerie de Dartmouth en dépôt de carburant. Au troisième trimestre, les activités de raffinage ont été abandonnées à la raffinerie de Dartmouth. La compagnie continue de desservir les marchés de la côte est du Canada en produits pétroliers.

Le débit total des raffineries s'est établi à 426 000 barils par jour. La capacité de raffinage a été utilisée à 88 % en 2013, soit 2 % de plus que l'exercice précédent. Cet accroissement est surtout attribuable à l'augmentation des ventes de produits et à la diminution des activités d'entretien. L'utilisation de la capacité est calculée en

## Rapport de gestion (suite)

fonction du nombre de jours que les raffineries ont été utilisées comme telles en 2013. Le total des ventes nettes de produits pétroliers a atteint 454 000 barils par jour, soit 9 000 barils de plus qu'en 2012.

2012

La capacité de raffinage totale a été de 435 000 barils par jour et l'utilisation moyenne de la capacité de raffinage s'est élevée à 86%, contre 85 % l'exercice précédent. L'augmentation des volumes et de l'utilisation, due principalement à une amélioration des opérations de raffinage, a été annulée en partie par un niveau plus élevé d'activités d'entretien planifié à la raffinerie de Strathcona. Le total des ventes nettes de produits pétroliers s'est établi à 445 000 barils par jour, soit 2 000 barils de moins qu'en 2011.

### Produits chimiques

en millions de dollars	2013	2012	2011
Bénéfice net	162	165	122

### Ventes

en milliers de tonnes	2013	2012	2011
Polymères et produits chimiques de base	712	767	748
Produits intermédiaires et autres	228	277	268
Total des ventes de produits chimiques	940	1 044	1 016

2013

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a été de 162 M\$ contre 165 M\$, chiffre record en 2012.

2012

Le bénéfice net s'est établi à 165 M\$, en hausse de 43 M\$ par rapport à 2011. Le bénéfice de 2012 a été le meilleur jamais enregistré en raison principalement d'une excellente performance opérationnelle, de l'élargissement des marges sur le polyéthylène et de l'augmentation des ventes de ce produit.

### Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars	2013	2012	2011
Résultat net	(98)	(59)	(92)

2013

Pour l'exercice 2013, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 98 M\$, en regard d'un solde négatif de 59 M\$ l'exercice précédent, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions.

2012

Les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 59 M\$ contre un solde négatif de 92 M\$ en 2011. Cette évolution favorable a découlé d'une baisse des charges liées à la rémunération à base d'actions.

## Rapport de gestion (suite)

### Situation de trésorerie et sources de financement

#### Sources et affectation des flux de trésorerie

en millions de dollars	2013	2012	2011
Trésorerie liée aux :			
Activités d'exploitation	3 292	4 680	4 489
Activités d'investissement	(7 735)	(5 238)	(3 593)
Activités de financement	4 233	(162)	39
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(210)	(720)	935
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	272	482	1 202

Les investissements en 2013 ont été en partie financés par l'émission d'emprunts à long terme et de billets de trésorerie et en partie par les fonds autogénérés. Conformément à des directives visant à garantir la qualité des contreparties et des placements, les fonds pouvant être temporairement disponibles au-delà des besoins immédiats de la compagnie sont gérés avec soin afin qu'ils soient en sûreté et qu'ils puissent être facilement accessibles de manière à répondre aux besoins en trésorerie de la compagnie et à optimiser le rendement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dépendent pour beaucoup des prix du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que des marges sur le pétrole et les produits chimiques. En outre, la compagnie doit sans cesse trouver et mettre en valeur de nouveaux gisements pour générer des flux de trésorerie dans les exercices futurs, et continuer de mettre au point et d'appliquer de nouvelles techniques aux gisements existants afin d'en maintenir ou d'en augmenter la production. Des projets sont prévus ou en cours pour accroître la capacité de production. Cependant, l'augmentation de la production comporte divers risques comme l'exécution des projets, les interruptions des activités d'exploitation, le rendement des gisements et les modifications de la réglementation.

Grâce à sa santé financière, la compagnie peut engager d'importantes dépenses en immobilisations à long terme. Le vaste éventail des possibilités de mise en valeur dont dispose l'Impériale et la nature complémentaire de ses secteurs d'activité contribuent à atténuer l'ensemble des risques auxquels la compagnie et ses flux de trésorerie sont exposés. De plus, du fait de sa stabilité financière, de sa capacité d'emprunt et des diverses possibilités qu'elle peut exploiter, le risque lié à la remise à plus tard d'un projet n'aurait pas une incidence importante sur les liquidités de la compagnie ni sur sa capacité de générer des flux de trésorerie suffisants pour ses activités d'exploitation et ses engagements fixes.

Une évaluation actuarielle indépendante des régimes enregistrés de retraite de la compagnie a été effectuée en date du 31 décembre 2012, avec pour résultat une cotisation de 600 M\$ par la compagnie aux régimes enregistrés de retraite en 2013. La prochaine évaluation actuarielle indépendante requise sera au 31 décembre 2013 et la compagnie continuera à cotiser selon les exigences des règlements en matière de retraite. Les exigences de financement futures ne devraient pas avoir d'incidence sur les plans d'investissement existants de la compagnie ni sur sa capacité à poursuivre de nouvelles possibilités d'investissement.

#### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

##### 2013

En 2012, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 3 292 M\$, comparativement à 4 680 M\$ en 2012. Cette baisse des flux de trésorerie a été due principalement à la diminution du bénéfice net et aux effets du fonds de roulement.

##### 2012

En 2012, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 4 680 M\$, comparativement à 4 489 M\$ en 2011. Cette hausse des flux de trésorerie a été due principalement aux effets de l'impôt sur le revenu différé et à un bénéfice net plus élevé; elle a été annulée en partie par les effets du fonds de roulement.

## Rapport de gestion (suite)

### Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

2013

Les activités d'investissement ont engagé des flux de trésorerie nets de 7 735 M\$ en 2013, en regard de 5 238 M\$ en 2012. Les acquisitions d'immobilisations corporelles se sont élevées à 7 899 M\$, en regard de 5 478 M\$ l'exercice précédent. Le produit de la vente d'actifs s'est chiffré 160 M\$, contre 226 M\$ en 2012.

2012

Les activités d'investissement ont engagé des flux de trésorerie nets de 5 238 M\$ en 2012, en regard de 3 593 M\$ en 2011. Les acquisitions d'immobilisations corporelles se sont élevées à 5 478 M\$, en regard de 3 919 M\$ l'exercice précédent. Le produit de la vente d'actifs s'est chiffré 226 M\$, contre 314 M\$ en 2011.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

2013

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont atteint 4 233 M\$, comparativement à 162 M\$ en 2012.

La compagnie a contracté de nouvelles dettes de 4 647 M\$, dont 4 572 M\$ en se prévalant des marges existantes.

Au quatrième trimestre 2013, la compagnie a conclu une entente avec une filiale d'ExxonMobil qui prévoit un emprunt à vue renouvelable sans intérêt à la compagnie par ExxonMobil jusqu'à concurrence de 75 M\$ (canadiens). Ce prêt représente la quote-part d'ExxonMobil d'un fonds de roulement nécessaire pour financer les dispositions prises par l'Impériale au nom d'ExxonMobil pour l'achat, la commercialisation et le transport de pétrole brut et de diluants. Au 31 décembre 2013, la compagnie s'était prévalu de 75 M\$ dans le cadre de cette entente.

À la fin de 2013, le total de la dette s'élevait à 6 287 M\$ comparativement 1 647 M\$ à la fin de 2012.

En janvier 2014, la compagnie a augmenté la capacité d'emprunter sur sa ligne de crédit à taux variable auprès d'une société affiliée de la société ExxonMobil en la portant de 5 G\$ à 6,25 G\$. Toutes les autres conditions de l'entente restent les mêmes.

En 2013, la compagnie a versé 407 M\$ de dividendes en espèces contre 398 M\$ en 2012. Les dividendes se sont élevés à 0,48 \$ par action, en regard de 0,47 \$ en 2012.

2012

Les flux de trésorerie engagés dans les activités de financement ont été de 162 M\$ en regard de 39 M\$ en 2011.

La compagnie a contracté de nouvelles dettes de 325 M\$ en se prévalant des marges existantes. Les obligations découlant de contrats de location-acquisition, qui constituent un élément sans effet sur la trésorerie, ont également augmenté de 115 M\$. À la fin de 2012, le total de la dette s'élevait à 1 647 M\$ en regard de 1 207 M\$ à la fin de 2011.

En 2012, la compagnie n'a effectué des rachats d'actions que pour compenser l'effet dilutif de l'exercice des primes à base d'actions. La compagnie continuera à évaluer son programme de rachat d'actions dans le contexte de ses résultats d'exploitation et des activités liées à ses projets d'investissement dans leur ensemble.

En 2012, la compagnie a versé 398 M\$ de dividendes en espèces contre 373 M\$ en 2011. Les dividendes se sont élevés à 0,47 \$ par action en regard de 0,44 \$ en 2011.

Au troisième trimestre 2012, la compagnie a porté le montant de sa marge de crédit bancaire à long terme de 200 M\$ à 300 M\$, et en a reporté la date d'échéance au mois d'août 2014. La compagnie ne s'est pas prévalu de cette marge.

## Rapport de gestion (suite)

### Pourcentages et ratios financiers

	2013	2012	2011
Dette totale en pourcentage du capital (a)	24	9	9
Couverture de l'intérêt par le bénéfice (b)	55	239	260

(a) Total des tranches à moins d'un an et à long terme de la dette (page A28) et de la quote-part de la compagnie dans la dette d'une société dans laquelle elle détient une participation en actions, divisé par le total de la dette et des capitaux propres (page A28).

(b) Total du bénéfice net (page A26), des intérêts sur la dette avant capitalisation, incluant la quote-part de la compagnie dans les intérêts sur la dette d'une société dans laquelle elle détient une participation en capitaux propres et des impôts sur les bénéfices (page A26), divisé par les intérêts sur la dette avant capitalisation, incluant la quote-part de la compagnie dans les intérêts sur la dette d'une société dans laquelle elle détient une participation.

À la fin de 2013, la dette comptait pour 24 % dans la structure du capital de la compagnie.

En 2013, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 69 M\$ contre 20 M\$ en 2012. Le taux d'intérêt effectif moyen sur la dette de la compagnie s'est établi à 1,4 % en 2013, contre 1,6 % en 2012.

La santé financière de la compagnie, illustrée par les ratios financiers ci-dessus, constitue un avantage concurrentiel d'une importance stratégique. Quelle que soit la conjoncture commerciale, cette stabilité financière permet à la compagnie d'avoir accès au marché des capitaux et de prendre d'importants engagements à long terme dans le but de maximiser la valeur pour les actionnaires.

La compagnie n'a pas recours à des contrats de dérivés pour compenser le risque lié aux prix des hydrocarbures, aux taux de change et aux taux d'intérêt découlant des actifs, des passifs et des transactions existants. La compagnie ne se livre pas à des activités de spéculation ou de transaction sur des dérivés ni n'a recours à des dérivés à effet de levier.

### Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la compagnie au 31 décembre 2013. Il a été préparé à partir de données tirées du bilan consolidé et de différentes notes afférentes aux états financiers consolidés.

en millions de dollars	Note afférente aux états financiers	Paiements exigibles par exercice			
		2014	2015 à 2018	2019 et après	Montant total
Dette à long terme (a)	Note 14	-	4 342	102	4 444
- Exigible dans un an		7	-	-	7
Contrats de location-exploitation (b)	Note 13	177	180	32	389
Obligations d'achat inconditionnel (c)	Note 9	91	329	237	657
Engagements fermes (d)		2 390	556	297	3 243
Obligations découlant du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite (e)	Note 4	475	231	795	1 501
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (f)	Note 5	91	381	765	1 237
Autres contrats d'achat à long terme (g)		473	2 372	8 036	10 881

- (a) La dette à long terme comprend un prêt à long terme de 4 316 M\$ d'une filiale d'ExxonMobil et des obligations locatives capitalisées de 135 M\$, dont 7 M\$ sont à rembourser dans un an. Les paiements exigibles par exercice pour le prêt à long terme d'apparentés sont estimés sur la base du droit des apparentés de résilier le prêt avec un préavis par écrit d'au moins 370 jours.
- (b) Les engagements minimaux au titre des contrats de location-exploitation, non actualisés, visent principalement des immeubles de bureaux, des wagons de chemin de fer et des stations-service.
- (c) Les obligations d'achat inconditionnelles constituent des engagements à long terme qui ne sont pas résiliables, ou résiliables uniquement à certaines conditions, et que des tiers ont utilisés pour assurer le financement des installations qui fourniront les biens et services prévus dans les contrats. Il s'agit principalement de conventions de débit pipelinier.
- (d) Engagements fermes dans des projets d'immobilisations non actualisés. Les principaux engagements en cours à la fin de 2013 s'élevaient à 2 005 M\$ liés à la quote-part de la compagnie dans le projet Kearn.
- (e) Montant par lequel les obligations au titre des prestations constituées dépassent la juste valeur de l'actif du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite à la fin de l'exercice. Les paiements par exercice comprennent les cotisations prévues au régime de retraite par capitalisation en 2014 et les paiements estimatifs de prestations au titre des régimes sans capitalisation de tous les exercices.
- (f) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations correspondent à la juste valeur des obligations juridiques liées à la restauration des lieux lors de la mise hors service d'immobilisations d'une durée d'utilité déterminable.
- (g) Les autres contrats d'achat à long terme comprennent les engagements à long terme non résiliables qui ne sont pas des obligations d'achat inconditionnelles. Ce sont principalement des ententes de fourniture de matières premières et de prestation de services de transport.



## Rapport de gestion (suite)

En 2013, la compagnie a conclu d'autres ententes à long terme pour le transport par pipeline. Ces contrats représentent un engagement total de 3,5 G\$, pour l'expédition de mélanges de pétrole brut lourd et de diluant. Ces ententes permettront de soutenir la croissance à long terme de la compagnie dans le domaine de la production à partir de sables pétrolifères. La compagnie compte respecter ces engagements dans le cours normal des affaires. Les montants du nouvel engagement figurent à la ligne « Autres contrats d'achat à long terme » du tableau ci-dessus.

Des économies d'impôt non comptabilisées totalisant 151 M\$ ne figurent pas dans le tableau des engagements de la compagnie parce que celle-ci ne s'attend pas à ce que leur règlement final ait une incidence sur la trésorerie, étant donné qu'elle a déposé des fonds suffisants auprès de l'Agence du revenu du Canada. Le détail de ces économies d'impôt non comptabilisées figure à la note 3 afférente aux états financiers, à la page A37.

### Litiges et autres éventualités

Comme il est dit dans la note 9 afférente aux états financiers consolidés à la page A46, différentes poursuites ont été intentées contre la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée et ses filiales. Compte tenu des faits et circonstances pertinents, la compagnie ne croit pas que l'issue définitive d'une quelconque poursuite en cours à son encontre aura une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière ou ses états financiers dans leur ensemble. Il n'existe pas d'événements ni d'incertitudes autres que ceux déjà déclarés dans l'information financière qui laissent supposer des changements dans les résultats d'exploitation ou la situation financière futurs.

## Dépenses en immobilisations et frais d'exploration

en millions de dollars	2013	2012
Secteur Amont (a)	7 755	5 518
Secteur Aval	187	140
Produits chimiques	9	4
Autres	69	21
Total	8 020	5 683

(a) Frais d'exploration inclus.

En 2013, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 8 020 M\$, une hausse de 2 337 M\$ par rapport à 2012.

Dans le secteur Amont, les dépenses en immobilisations ont été de 7 755 M\$ contre 5 518 M\$ en 2012. De ce montant, 1,9 G\$ ont été consacrés aux acquisitions et post-acquisitions de Celtic et Clyden. Les autres investissements incluaient principalement l'avancement du projet d'expansion de Kearl et du projet Nabiye.

Le projet d'expansion de Kearl a progressé conformément au calendrier. Le projet était achevé à 72 % à la fin de 2013 et progresse dans les délais, le démarrage étant prévu vers la fin de 2015. Nous comptons atteindre une production brute de 110 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 78 000 barils par jour). Le projet Nabiye à Cold Lake était achevé à 65 % à la fin de l'exercice. Au quatrième trimestre, la construction de l'usine a progressé plus lentement que prévu en raison de la baisse de productivité de l'entrepreneur et des conditions d'hiver rigoureuses. Malgré ces contraintes, l'usine, dont la capacité de production optimale atteindra 40 000 barils par jour, devrait entrer en service à la fin de 2014, comme prévu.

Les dépenses dans le secteur Amont immobilisations et d'exploration devraient être le sont à environ 5 G\$ de dollars pour 2014. Des investissements sont principalement prévus pour mener à bien les projets de croissance de Kearl et Nabiye.

En 2013, les dépenses en immobilisations du secteur Aval ont été de 187 M\$ contre 140 M\$ en 2012. Les dépenses en immobilisations de 2013 ont été centrées principalement sur des projets dans les raffineries visant à améliorer la fiabilité, la souplesse des charges d'alimentation, l'efficacité énergétique et la performance environnementale.

Les dépenses en immobilisations prévues pour le secteur Aval en 2014 sont d'environ 450 M\$ et elles seront axées sur la coentreprise de chargement ferroviaire d'Edmonton, l'amélioration de la fiabilité, de la performance

## Rapport de gestion (suite)

environnementale et de la sécurité des raffineries ainsi que sur la poursuite de la modernisation du réseau de détail.

Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration de la compagnie prévues pour 2014 s'élèveront à près de 5,5 G\$. Les dépenses réelles pourraient varier en fonction des progrès de chaque projet.

### Risques de marché et autres incertitudes

Les prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers et chimiques ont fluctué en réponse à l'évolution des forces du marché. L'incidence de ces fluctuations sur les résultats des opérations des secteurs Amont, Aval et des Produits chimiques a varié. En outre, les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que ceux des produits pétroliers et chimiques sont généralement libellés en dollars américains. La majeure partie des ventes et des achats de l'Impériale est fonction de ces valeurs de référence du secteur qui sont libellées en dollars américains. Comme la compagnie enregistre et déclare ses résultats financiers en dollars canadiens, les fluctuations du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain auront une certaine incidence sur ses résultats. L'exposition possible de la compagnie aux prix des marchandises et aux marges ainsi qu'aux fluctuations du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain est résumée dans le tableau de sensibilité des résultats ci-dessous, qui illustre l'effet annuel estimé sur le bénéfice net de la compagnie après impôts dans les conditions actuelles.

#### Sensibilité des résultats (a)

en millions de dollars après impôts

Variation de 8 \$ US du prix du baril de pétrole brut	+ (-)	435
Variation de 0,30 \$ US du prix du millier de pieds cubes de gaz naturel	+ (-)	9
Variation de 1 \$ US le baril de la marge sur les ventes de l'ensemble des produits pétroliers	+ (-)	130
Variation de 0,01 \$ US la livre de la marge sur les ventes de polyéthylène	+ (-)	6
Baisse (hausse) de 0,25 % des taux d'intérêt à court terme	+ (-)	11
<b>Baisse (hausse) de 0,09 \$ de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain</b>	<b>+ (-)</b>	<b>500</b>

(a) Le montant servant à illustrer l'incidence de chaque facteur correspond à une variation d'environ 10 % de la valeur de la marchandise ou du taux en question à la fin de 2013. Chaque calcul de sensibilité indique l'incidence sur le bénéfice net de la variation d'un facteur, après impôts et redevances, toutes choses étant égales par ailleurs. Bien que cette sensibilité s'applique aux conditions actuelles, elle peut ne pas varier proportionnellement en cas de fortes fluctuations.

Depuis la fin de l'exercice 2012, la sensibilité du bénéfice net aux fluctuations des prix du pétrole brut a augmenté d'environ 5 M\$ (après impôts) par an pour chaque variation de 1 \$ US. Depuis la fin de l'exercice 2012, la sensibilité du bénéfice net aux fluctuations des prix du gaz naturel a augmenté d'environ 1 M\$ (après impôts) par an pour chaque variation de 0,10 \$. Depuis la fin de l'exercice 2012, la sensibilité du bénéfice net aux fluctuations du dollar canadien a augmenté d'environ 7 M\$ (après impôts) par an pour chaque variation de 0,01 \$. L'augmentation dans ces domaines a été principalement attribuable aux effets de la production du projet de développement initial de Kearl, qui a commencé en 2013.

Depuis la fin de l'exercice 2012, la sensibilité du bénéfice net aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme a augmenté d'environ 8 M\$ (après impôts) par an pour chaque variation de 0,25 % en raison de la hausse du niveau de dette à la fin de l'exercice 2013.

Les marchés mondiaux de l'énergie peuvent connaître de longues périodes pendant lesquelles la conjoncture commerciale est défavorable à un ou plusieurs des secteurs d'activité de la compagnie. Cette conjoncture, de pair avec la nature à haute intensité de capital du secteur et les longs délais de rentabilisation associés à plusieurs de nos projets, souligne l'importance de maintenir une solide situation financière. La direction juge que la santé financière de la compagnie est un avantage concurrentiel.

En général, les résultats sectoriels ne dépendent pas de la capacité de vendre ou d'acheter des produits aux autres secteurs. Lorsque de telles ventes ont lieu, elles découlent plutôt de l'efficacité et des avantages concurrentiels liés aux complexes intégrés de raffinage et de fabrication de produits chimiques. De plus, les ventes intersectorielles se font aux prix courants. Les produits achetés et vendus entre secteurs peuvent également être acquis sur les marchés mondiaux ayant une liquidité, une capacité et des moyens de transport substantiels. Le pétrole brut produit par le secteur Amont et vendu au secteur Aval représente environ deux tiers des ventes intersectorielles de la compagnie. Les autres ventes intersectorielles comprennent celles entre

## Rapport de gestion (suite)

les raffineries et les usines de produits chimiques et sont liées aux premières brutes, aux charges d'alimentation et aux produits finis.

Bien que les niveaux des prix du pétrole brut et du gaz naturel puissent augmenter ou diminuer de manière considérable sur le court à moyen terme, l'économie du secteur à long terme continuera à être influencée par l'offre et la demande. La compagnie teste donc la viabilité de tous ses investissements sur un large éventail de prix futurs. L'évaluation de la compagnie est que la réussite de ses opérations se maintiendra dans diverses conjonctures commerciales grâce à de rigoureux programmes d'investissement et de gestion des actifs.

La compagnie emploie un programme de gestion des actifs diligent selon lequel les actifs dont le rendement est décevant sont améliorés pour les amener à un niveau acceptable ou analysés en vue d'une cession éventuelle. Le programme de gestion des actifs comprend une évaluation rigoureuse et régulière pour garantir que tous les actifs contribuent aux objectifs stratégiques de la compagnie. Le résultat en est une base d'immobilisations efficaces et la compagnie a rarement eu à réduire la valeur comptable des actifs, même au cours des périodes de faible prix des marchandises.

La production de bitume du secteur pétrolier peut être soumise à des limitations de la capacité de transport vers les marchés. Le bitume constitue une partie importante de la production de la compagnie dans le secteur Amont. Les plans de mise en valeur des sables pétrolifères à long terme de la compagnie, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie pourraient subir des effets néfastes si l'infrastructure de transport additionnelle requise n'est pas mise sur pied en temps opportun pour des raisons de réglementation ou autres. La compagnie est en faveur de la création d'un plus grand accès aux marchés, notamment par le biais des prolongements de pipeline proposés vers la côte du golfe du Mexique aux États-Unis et la côte ouest du Canada.

Une étroite corrélation existe entre la demande de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits pétrochimiques et les taux de croissance économique générale. Les récessions ou autres périodes de croissance économique faible ou négative auront généralement un effet direct et néfaste sur les résultats financiers de la compagnie. Dans les conjonctures difficiles, la compagnie adopte une démarche qui a fait ses preuves et qui consiste à privilégier les éléments commerciaux sur lesquels elle peut agir et à adopter une perspective à long terme sur le développement.

Dans la mise en valeur des sables pétrolifères, une augmentation de la demande de certains services et matériaux a entraîné une hausse des coûts en capital et du coût des projets plus. La compagnie œuvre en vue de contrer la pression à la hausse sur les coûts par une gestion efficace et efficiente des projets et de l'approvisionnement. Par exemple, elle a approuvé l'expansion du projet d'expansion de Kearl visant à poursuivre l'aménagement à partir du développement initial de manière à permettre la réutilisation de la conception initiale et de la mise en valeur de l'infrastructure. Cette démarche permet également à la compagnie de conserver la main-d'œuvre expérimentée travaillant au développement initial, pour ainsi maintenir la productivité et limiter la croissance des coûts.

Afin de réduire le risque de dépendance à l'égard de sources d'approvisionnement potentiellement limitées dans des régions productrices établies de pétrole classique arrivant à maturité, la production de la compagnie proviendrait de plus en plus des sables pétrolifères, du gaz naturel non classique et du pétrole en milieu peu perméable. Les améliorations technologiques ont joué, et continueront de jouer, un rôle important dans l'économie et la performance environnementale des développements actuels et futurs de ces sources non classiques.

### Gestion du risque

L'importance de la compagnie, sa solide situation financière et la nature complémentaire des secteurs Amont, Aval et des produits chimiques réduisent pour la compagnie dans son ensemble les risques liés aux fluctuations des prix des marchandises et de taux de change. Les résultats financiers de 2013 illustrent les avantages de cette intégration. La hausse des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien a eu une incidence positive sur les prix réalisés par la compagnie dans le secteur Amont, mais un effet négatif sur les marges de raffinage dans le secteur Aval. La santé financière et la capacité d'emprunt de la compagnie lui permettent de faire avancer son plan d'entreprise dans l'optique d'une maximisation de la valeur actionnariale, quelle que soit la conjoncture du marché. En outre, la compagnie fait progresser les grands projets d'immobilisations par phases afin de pouvoir apporter des changements lorsque les conditions du marché évoluent de manière

## Rapport de gestion (suite)

appréciable. Il en résulte que la compagnie n'a pas recours à des dérivés pour réduire l'incidence de tels changements. La compagnie ne se livre pas à des activités de spéculation ou de transaction sur des dérivés ni n'a recours à des dérivés à effet de levier. La compagnie maintient un système de contrôle qui comprend une politique sur l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur dérivés.

### Estimations comptables cruciales

Les états financiers de la compagnie ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis. Les PCGR obligent la direction à faire des estimations et à porter des jugements qui ont une incidence sur les montants déclarés d'actifs, de passifs, de produits et de charges ainsi que sur la déclaration des actifs et passifs éventuels. Les rapports comptables et financiers de la compagnie traduisent fidèlement son modèle d'entreprise simple. L'Impériale n'a pas recours à des structures de financement visant à modifier ses résultats ou à soustraire certaines dettes de son bilan. Les principales méthodes comptables de la compagnie sont résumées dans la note 1 afférente aux états financiers consolidés à la page A31.

#### Réserves de pétrole et de gaz

L'évaluation des réserves de pétrole et de gaz est essentielle pour une gestion efficace des actifs du secteur Amont. Elle est partie intégrante de la prise de décisions sur les investissements relatifs aux biens pétroliers et gazières comme de décider s'il faut aller de l'avant en ce qui concerne la mise en valeur. Les réserves de pétrole et de gaz servent également de base au calcul des taux d'amortissement proportionnels au rendement et aux tests de dépréciation.

Les réserves de pétrole et de gaz comprennent les réserves prouvées et non prouvées. Les réserves de pétrole et de gaz prouvées sont les volumes de pétrole et de gaz dont la productivité économique peut être estimée avec une certitude raisonnable par l'analyse de données géologiques et techniques. Les réserves non prouvées sont celles dont la certitude de récupération est moins que raisonnable et comprennent les réserves probables. Les réserves probables sont des réserves dont la récupération est plus probable qu'improbable.

L'estimation des réserves prouvées, qui repose sur une exigence de certitude raisonnable, est un processus continu qui repose sur de rigoureuses évaluations techniques, commerciales et du marché ainsi que sur une analyse détaillée des données sur les puits comme les débits et la baisse de pression des gisements. La compagnie vérifie l'estimation des réserves prouvées à partir de directives d'approbation établies de longue date. Les changements apportés aux réserves se font suivant un processus rigoureux bien établi, dirigé par des géoscientifiques et des ingénieurs chevronnés secondés par le groupe de gestion des réserves qui a une solide expérience technique, aboutissant à des révisions avalisées par la haute direction et le conseil d'administration. Fait à signaler, la compagnie n'a pas recours à des objectifs quantitatifs précis sur les réserves pour fixer la rémunération. Les principaux critères du processus d'estimation des réserves sont décrits dans la Déclaration des réserves, élément 1.

Bien que la compagnie soit raisonnablement certaine que les réserves prouvées seront exploitées, les échéances et les quantités extraites peuvent dépendre d'un certain nombre de facteurs, dont l'achèvement des projets de mise en valeur, le rendement des gisements, les approbations réglementaires et des modifications importantes des projections des prix à long terme du pétrole et du gaz.

Les révisions peuvent comprendre des augmentations ou des réductions des volumes de réserves prouvées estimés précédemment pour les gisements existants en raison de l'évaluation ou de la réévaluation de données existantes sur la géologie, les gisements ou la production, de nouvelles données sur la géologie, les gisements ou la production, ou de modifications des prix et des coûts de fin d'année servant à calculer les réserves. Ces révisions peuvent aussi découler d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou dans la capacité des installations et du matériel de production.

#### ***Incidence des réserves de pétrole et de gaz sur l'amortissement***

Le calcul de l'amortissement proportionnel au rendement constitue une estimation comptable cruciale qui mesure l'amortissement de l'actif constitué par le secteur Amont. C'est le rapport des quantités réelles produites au total des réserves prouvées mises en valeur (les réserves récupérables des puits existants avec le matériel et les méthodes d'exploitation qui existent) appliqué au coût de l'actif. Les quantités produites et le coût de l'actif sont connus et, bien que la probabilité de récupérer les réserves prouvées mises en valeur soit très élevée, ces réserves sont fondées sur des estimations sujettes à une certaine variabilité. Bien que les révisions

## Rapport de gestion (suite)

apportées par la compagnie dans le passé laissent entrevoir une certaine variabilité, elles ont eu peu d'effet sur les taux d'amortissement proportionnel au rendement.

### ***Incidence des réserves de pétrole et de gaz et des prix sur les tests de dépréciation***

Les biens pétroliers et gaziers prouvés, détenus et exploités par la compagnie, font l'objet d'un test de dépréciation chaque fois que des faits ou des circonstances laissent entrevoir que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrée. Ces actifs sont regroupés au niveau le plus bas auquel ils peuvent générer des flux de trésorerie isolables, qui sont en grande partie indépendants des flux de trésorerie des autres catégories d'actifs.

La compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. En général, les tests de dépréciation se fondent sur les estimations des réserves utilisées aux fins de planification interne et de prise de décisions en matière d'investissement. S'il existe des réserves probables, un montant ajusté en fonction du risque peut être inclus dans le test de dépréciation au titre de ces réserves. Un groupe d'actifs subit une dépréciation si ses flux de trésorerie non actualisés sont inférieurs à sa valeur comptable. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur.

Les biens non prouvés importants font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base de la probabilité économique de succès estimée et la durée pour laquelle la compagnie compte conserver les biens. Les biens individuellement moins importants sont regroupés et amortis en fonction des risques liés à la mise en valeur et de la période de détention moyenne.

La compagnie effectue régulièrement des analyses d'évaluation de l'actif dans le cadre de son programme de gestion des actifs. Ces analyses aident la compagnie à évaluer si la valeur comptable de n'importe lequel de ses actifs pourrait ne pas être recouvrée. En plus de devoir évaluer les quantités des réserves de pétrole et de gaz en effectuant ces analyses, il est nécessaire d'évaluer les prix futurs du pétrole et du gaz. Les événements déclencheurs éventuels pouvant entraîner une dépréciation comprennent une baisse importante des réserves courantes et projetées, des coûts accumulés nettement supérieurs au montant prévu à l'origine pour un projet donné ainsi que des pertes d'exploitation de la période en cours, ajoutées à un historique ou à une prévision des pertes d'exploitation ou de trésorerie.

En général, la compagnie ne considère pas la baisse temporaire des prix ou des marges comme un événement pouvant justifier l'application des tests de dépréciation. Les marchés du pétrole brut et du gaz naturel sont reconnus pour leur grande volatilité. Bien que les prix puissent parfois baisser considérablement, c'est plutôt l'augmentation ou la diminution de l'offre par rapport à la demande qui détermine les prix à long terme dans le secteur; or ces phénomènes ne peuvent être prévus avec exactitude. C'est pourquoi les tests de dépréciation appliqués par la compagnie reposent sur les hypothèses relatives aux prix à long terme sur les marchés du pétrole brut et du gaz naturel, des produits pétroliers et des produits chimiques que la compagnie utilise pour l'établissement de ses plans et budgets annuels. Ces hypothèses de prix sont les mêmes que celles qui servent à la prise de décisions en matière d'investissement. Les volumes annuels sont fondés sur les profils de production des gisements, lesquels sont mis à jour annuellement.

Des renseignements complémentaires sur les résultats d'exploitation relatifs au pétrole et au gaz, aux coûts capitalisés et aux réserves sont fournis dans la section qui suit les notes afférentes aux états financiers consolidés. Les prix futurs utilisés pour les tests de dépréciation varient par rapport aux prix utilisés dans les renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz et peuvent être inférieurs ou supérieurs pour un exercice donné.

### **Prestations de retraite**

Le régime de retraite de la compagnie est géré conformément aux exigences des autorités gouvernementales et satisfait au niveau de capitalisation fixé par des actuaires indépendants. La comptabilité des régimes de retraite exige qu'on formule des hypothèses explicites concernant notamment le taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations constituées, le taux de rendement de l'actif du régime et le taux à long terme des augmentations salariales futures. Les hypothèses concernant les régimes de retraite sont revues annuellement par la haute direction. Ces hypothèses ne sont rajustées que s'il faut refléter des changements à long terme des taux du marché et des perspectives. En 2013, le taux de rendement à long terme prévu pour l'actif du régime a été de 6,25 %, comparativement à des rendements réels de 6,5 % et de 8,00 % au cours des

## Rapport de gestion (suite)

périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2013. Si des hypothèses différentes sont employées, la charge et l'obligation pourraient augmenter ou diminuer. Le risque auquel la compagnie serait exposée si ces hypothèses devaient changer est résumé à la note 4 afférente aux états financiers consolidés, à la page A38. À l'Impériale, les écarts entre le rendement réel de l'actif du régime et le rendement prévu à long terme ne sont pas constatés dans l'exercice au cours duquel ils se produisent. Ces écarts sont plutôt amortis dans la charge de retraite avec les autres gains ou pertes actuariels sur la durée moyenne du reste de la carrière active des salariés. En 2013, les charges de retraite ont représenté moins de 2 % des charges totales.

### **Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux**

Les obligations juridiques liées à la restauration des lieux découlant de la mise hors service d'immobilisations d'une durée de vie utile déterminable sont constatées au moment où elles sont contractées, soit en général au moment où les immobilisations sont aménagées. Initialement, les obligations sont évaluées à leur juste valeur et leur valeur est actualisée. Avec le temps, le montant actualisé de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est ajusté pour tenir compte du changement de sa valeur actuelle, et l'effet en est reflété dans les charges de production et de fabrication. Comme les paiements pour régler les obligations se font périodiquement et qu'ils s'étalent sur la durée de vie utile des actifs d'exploitation, qui peut dépasser 25 ans, le taux d'actualisation n'est rajusté que s'il convient de refléter les changements à long terme des taux du marché et des perspectives. En 2013, les obligations ont été actualisées au taux de 6,0 % et la charge de désactualisation a totalisé 105 M\$ avant impôts, ce qui est nettement inférieur à 1 % du total des charges de l'exercice écoulé. L'utilisation d'un taux d'actualisation différent n'aurait pas eu d'incidence importante sur les résultats financiers publiés par la compagnie.

Aucune obligation liée à la mise hors service n'est constatée pour les installations dont la durée de vie utile est indéterminée. Ces obligations deviennent généralement fermes quand les installations sont fermées définitivement et démontées. Ces obligations peuvent comprendre les frais de sortie d'actifs et des travaux supplémentaires d'assainissement des sols. Ces sites ont toutefois une durée de vie indéterminée basée sur les plans de poursuite des activités et, par conséquent, la juste valeur des obligations juridiques conditionnelles ne peut être mesurée, car il est impossible d'en estimer les dates de règlement. Une provision est constituée au titre des passifs environnementaux liés à ces immobilisations ainsi qu'aux immobilisations qui ne servent pas à la production lorsqu'il est probable que des obligations ont été contractées et que le montant peut raisonnablement en être estimé.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux sont établis en fonction du coût estimatif des travaux d'ingénierie, compte tenu de la méthode de restauration et de l'ampleur des travaux prévus, selon les prescriptions de la loi, la technologie existante et la vocation éventuelle des lieux. Comme ces estimations sont propres aux lieux visés, il existe de nombreuses hypothèses sous-jacentes aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et à la provision constituée au titre des autres passifs environnementaux de la compagnie. Bien que ces hypothèses puissent changer, aucune n'est assez importante prise individuellement pour avoir une incidence notable sur les résultats financiers publiés par la compagnie.

### **Coûts des forages d'exploration interrompus**

La compagnie continue de comptabiliser à l'actif les coûts d'un forage d'exploration lorsque le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production et si la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et sur le plan de la viabilité économique et opérationnelle du projet. Les coûts des puits d'exploration ne répondant pas à ces critères sont passés en charges. Les faits et circonstances qui justifient la poursuite de la capitalisation des puits suspendus à la fin de l'exercice sont mentionnés dans la note 15 afférente aux états financiers consolidés.

### **Éventualités fiscales**

Les activités de la compagnie sont complexes et les interprétations fiscales, les règlements et les lois qui les visent sont en évolution constante. La direction doit faire preuve d'un grand jugement dans la comptabilisation des éventualités concernant les impôts sur les bénéfices et les litiges fiscaux parce que leur issue est souvent difficile à prédire.

Les économies des positions fiscales incertaines que la compagnie a prises et compte prendre dans ses déclarations fiscales ne peuvent être prises en compte dans les états financiers que si la direction estime plus probable qu'improbable que cette position sera maintenue par les autorités fiscales. Dans le cas d'une position qui sera probablement maintenue, l'avantage constaté dans les états financiers correspondra à l'avantage fiscal

## **Rapport de gestion (suite)**

le plus élevé à l'égard duquel la probabilité que cet avantage soit réalisé lors du règlement final conclu avec les autorités fiscales est supérieure à 50 %. Une réserve financière est constituée pour la différence entre la position prise ou qui devrait être prise dans une déclaration fiscale et le montant constaté dans les états financiers. Les avantages fiscaux non constatés de la compagnie et la description des exercices visés sont résumés à la note 3 des états financiers consolidés à la page A37.

## Rapport de la direction sur le contrôle interne de l'information financière

La direction, y compris le chef de la direction et l'agent comptable principal et agent financier principal de la compagnie, est responsable de la mise en place et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière de la compagnie. La direction a procédé à une évaluation de l'efficacité du contrôle interne de l'information financière selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control - Integrated Framework (1992)*, publié par le *Committee of Sponsoring Organizations* de la Commission Treadway. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne de l'information financière de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée était efficace au 31 décembre 2013.

PricewaterhouseCoopers s.r.l., auditeur indépendant, a vérifié l'efficacité du contrôle interne de la compagnie à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2013, comme il est précisé dans son rapport inclus dans les présentes.

/s/ Richard M. Kruger

R.M. Richard M. Kruger  
Président du Conseil, président  
et chef de la direction

/s/ Paul J. Masschelin

P.J. Masschelin  
Vice-président principal,  
Finances et administration et contrôleur  
(agent comptable principal et agent financier principal)

Le 25 février 2014



# Rapport de l'auditeur indépendant

## Aux actionnaires de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

Nous avons procédé à l'audit du bilan consolidé au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012 de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée, et des états consolidés des résultats, des capitaux propres, du résultat étendu et des flux de trésorerie qui s'y rapportent pour chacun des exercices de la période de trois ans close le 31 décembre 2013. Nous avons aussi procédé à l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée au 31 décembre 2013, selon les critères établis dans le document Internal Control - Integrated Framework (1992) publié par le Committee of Sponsoring Organizations (COSO) de la Commission Treadway. La responsabilité de ces états financiers, du maintien d'un contrôle efficace de l'information financière et de l'évaluation de l'efficacité du contrôle interne de l'information financière, figurant dans le rapport de la direction ci-joint sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière, incombe à la direction de la compagnie. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés et une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'information financière de la compagnie en nous fondant sur notre audit.

Nous avons effectué notre audit selon les normes du *Public Company Accounting Oversight Board* (États-Unis). Ces normes exigent que l'audit soit planifié et exécuté de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes et qu'un contrôle interne efficace de l'information financière a été maintenu à tous les égards importants. L'audit des états financiers consolidés comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Il comprend également l'évaluation des principes comptables employés et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. L'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière comprend l'obtention d'une compréhension du contrôle interne de l'information financière, l'évaluation du risque qu'une faiblesse importante existe, le contrôle par sondages et l'évaluation de la conception et de l'efficacité du fonctionnement du contrôle interne à partir du risque évalué et l'exécution des autres procédures que nous jugeons nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société repose sur un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers destinés à un usage externe selon les principes comptables généralement reconnus. Le contrôle interne d'une société à l'égard de l'information financière inclut les politiques et les procédés qui : i) se rapportent à la tenue de registres raisonnablement détaillés, reflétant avec précision les opérations et les cessions liées aux actifs de la compagnie et en donnent une image fidèle; ii) procurent une assurance raisonnable que les opérations sont dûment comptabilisées pour permettre la préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus, et que les recettes et dépenses de la compagnie sont effectuées conformément aux autorisations de la direction et des administrateurs de la compagnie; et iii) procurent une assurance raisonnable quant à la prévention ou à la détection en temps utile d'acquisitions, d'utilisations ou de cessions non autorisées des actifs de la compagnie susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers. En raison de ses limites inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut ne pas prévenir ni détecter des inexactitudes. En outre, les prévisions sur toute évaluation de l'efficacité se rapportant aux périodes futures sont assujetties au risque que les contrôles peuvent devenir insuffisants en raison de la modification des conditions, ou que le degré de conformité aux politiques ou procédés peut diminuer.

À notre avis, les états financiers consolidés auxquels il est fait référence ci-dessus donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2013, selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. En outre, à notre avis, la compagnie a maintenu, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'endroit de l'information financière au 31 décembre 2013, selon les critères établis dans le document Internal Control - Integrated Framework (1992) publié par le COSO.

/s/ PricewaterhouseCoopers s.r.l.

Comptables agréés  
Calgary (Alberta), Canada  
Le 25 février 2014

## État consolidé des résultats (selon le PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens  
Exercices clos les 31 décembre

	2013	2012	2011
<b>Produits et autres revenus</b>			
Produits d'exploitation (a)(b)	32 722	31 053	30 474
Revenus de placement et d'autres sources (note 8)	207	135	240
<b>Total des produits et des autres revenus</b>	<b>32 929</b>	<b>31 188</b>	<b>30 714</b>
<b>Charges</b>			
Exploration	123	83	92
Achats de pétrole brut et de produits (c)	20 155	18 476	18 847
Production et fabrication (d)	5 288	4 457	4 114
Frais de vente et frais généraux	1 082	1 081	1 168
Taxe d'accise fédérale (a)	1 423	1 338	1 320
Amortissement et épuisement	1 110	761	764
Coûts de financement (note 12)	11	(1)	3
<b>Total des charges</b>	<b>29 192</b>	<b>26 195</b>	<b>26 308</b>
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>3 737</b>	<b>4 993</b>	<b>4 406</b>
<b>Impôts sur les bénéfices</b> (note 3)	<b>909</b>	<b>1 227</b>	<b>1 035</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>2 828</b>	<b>3 766</b>	<b>3 371</b>
<b>Données par action</b> (en dollars canadiens)			
Bénéfice net par action ordinaire – résultat de base (note 10)	3,34	4,44	3,98
Bénéfice net par action ordinaire – résultat dilué (note 10)	3,32	4,42	3,95
Dividendes	0,49	0,48	0,44

(a) Les produits d'exploitation comprennent la taxe d'accise fédérale de 1 423 M\$ (1 338 M\$ en 2012, 1 320 M\$ en 2011).

(b) Les produits d'exploitation comprennent des sommes remboursées par des apparentés de 2 385 M\$ (2 907 M\$ en 2012, 2 818 M\$ en 2011) (note 16).

(c) Les achats de pétrole brut et de produits comprennent des sommes remboursées par des apparentés de 4 104 M\$ (3 033 M\$ en 2012, 3 636 M\$ en 2011) (note 16).

(d) Les dépenses de production et de fabrication comprennent des sommes remboursées à des apparentés de 319 M\$ (241 M\$ en 2012, 217 M\$ en 2011) (note 16).

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

## État consolidé du résultat étendu (selon les PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens  
Exercices clos les 31 décembre

	2013	2012	2011
<b>Bénéfice net</b>	<b>2 828</b>	3 766	3 371
Autres éléments du résultat étendu, après impôts sur les bénéfices			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (amortissement non compris)	529	(415)	(953)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, inclus dans le coût net des prestations constituées	205	198	139
<b>Total des autres éléments du résultat étendu (perte)</b>	<b>734</b>	(217)	(814)
<b>Résultat étendu</b>	<b>3 562</b>	3 549	2 557

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

## Bilan consolidé (selon les PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens  
31 décembre

	2013	2012
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Liquidités	272	482
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	2 084	1 976
Stocks de pétrole brut et de produits (note 11)	1 030	827
Matières, fournitures et frais payés d'avance	342	280
Actif d'impôts futurs (note 3)	559	527
<b>Total de l'actif à court terme</b>	<b>4 287</b>	<b>4 092</b>
Créances à long terme, participations, placements et autres actifs à long terme	1 332	1 090
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement (note 2)	31 320	23 922
Écart d'acquisition (note 2)	224	204
Autres actifs incorporels, montant net	55	56
<b>Total de l'actif (note 2)</b>	<b>37 218</b>	<b>29 364</b>
<b>Passif</b>		
Passif à court terme		
Billets et emprunts (a)(note 12)	1 843	472
Comptes créditeurs et charges à payer (b)(note 11)	4 518	4 249
Impôts sur les bénéfices à payer	727	1 184
<b>Total du passif à court terme</b>	<b>7 088</b>	<b>5 905</b>
Dette à long terme (c)(note 14)	4 444	1 175
Autres obligations à long terme (note 5)	3 091	3 983
Passif d'impôts futurs (note 3)	3 071	1 924
<b>Total du passif</b>	<b>17 694</b>	<b>12 987</b>
Engagements et passifs éventuels (note 9)		
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (d) (note 10)	1 566	1 566
Bénéfices non répartis	19 679	17 266
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 721)	(2 455)
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>19 524</b>	<b>16 377</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>37 218</b>	<b>29 364</b>

(a) Les billets et emprunts comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 75 M\$ (0 en 2012).

(b) Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 170 M\$ (9 M\$ à recevoir en 2012) (note 16).

(c) Les dettes à long terme comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 4 316 M\$ (1 040 M\$ en 2012).

(d) Le nombre d'actions ordinaires en circulation était de 848 millions (848 millions en 2012) (note 10).

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

Au nom du Conseil,

/s/ Richard M. Kruger

R.M. Kruger  
Président du Conseil, président  
et chef de la direction

/s/ Paul J. Masschelin

P.J. Masschelin  
Vice-président principal,  
Finances et administration et contrôleur

## État consolidé des capitaux propres (selon les PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens  
31 décembre

	2013	2012	2011
<b>Actions ordinaires à la valeur attribuée</b> (note 10)			
Au début de l'exercice	1 566	1 528	1 511
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	-	43	19
Achats d'actions à la valeur attribuée	-	(5)	(2)
À la fin de l'exercice	1 566	1 566	1 528
<b>Bénéfices non répartis</b>			
Au début de l'exercice	17 266	14 031	11 090
Bénéfice net de l'exercice	2 828	3 766	3 371
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	-	(123)	(57)
Dividendes	(415)	(408)	(373)
À la fin de l'exercice	19 679	17 266	14 031
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>			
Au début de l'exercice	(2 455)	(2 238)	(1 424)
Autres éléments du résultat étendu	734	(217)	(814)
À la fin de l'exercice	(1 721)	(2 455)	(2 238)
<b>Capitaux propres à la fin de l'exercice</b>	<b>19 524</b>	<b>16 377</b>	<b>13 321</b>

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

## État consolidé des flux de trésorerie (selon les PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Rentrées (sorties)

Exercices clos les 31 décembre

	2013	2012	2011
<b>Activités d'exploitation</b>			
Bénéfice net	2 828	3 766	3 371
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie :			
Amortissement et épuisement	1 110	761	764
(Gain) perte à la vente d'actifs	(150)	(94)	(197)
Charge d'impôts futurs et autres	482	619	71
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :			
Comptes débiteurs	(74)	300	(302)
Stocks, matériaux, fournitures et frais payés d'avance	(260)	(106)	(228)
Impôts sur les bénéfices à payer	(457)	(84)	390
Comptes créditeurs et charges à payer	191	(67)	846
Autres postes – montant net (a)	(378)	(415)	(226)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>3 292</b>	<b>4 680</b>	<b>4 489</b>
<b>Activités d'investissement</b>			
Ajouts aux immobilisations corporelles	(6 297)	(5 478)	(3 919)
Acquisition (note 18)	(1 602)	-	-
Produit de la vente d'actifs	160	226	314
Remboursement de prêt par une société	4	14	12
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(7 735)</b>	<b>(5 238)</b>	<b>(3 593)</b>
<b>Activités de financement</b>			
Dette à court terme – montant net	1 371	105	135
Émission d'emprunts à long terme	3 276	220	320
Réduction d'obligations locatives capitalisées	(7)	(4)	(3)
Émission d'actions ordinaires en vertu du régime d'options sur actions	-	43	19
Actions ordinaires rachetées (note 10)	-	(128)	(59)
Dividendes versés	(407)	(398)	(373)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>4 233</b>	<b>(162)</b>	<b>39</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie</b>	<b>(210)</b>	<b>(720)</b>	<b>935</b>
<b>Trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>482</b>	<b>1 202</b>	<b>267</b>
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice (b)</b>	<b>272</b>	<b>482</b>	<b>1 202</b>

(a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite de 600 M\$ (594 M\$ en 2012, 361 M\$ en 2011).

(b) La trésorerie comprend les fonds en banque et les équivalents de trésorerie au coût. Les équivalents de trésorerie sont des titres très liquides échéant au plus trois mois après la date de leur achat.

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les états financiers consolidés ci-joints et la documentation complémentaire sont la responsabilité de la direction de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée.

La compagnie exerce principalement ses activités dans le secteur de l'énergie, notamment dans l'exploration, la production, le transport et la vente de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que la fabrication, le transport et la vente de produits pétroliers. La compagnie est aussi un important fabricant et distributeur de produits pétrochimiques.

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Les PCGR obligent la direction à faire des estimations et à porter des jugements qui ont une incidence sur les montants déclarés d'actifs, de passifs, de produits et de charges ainsi que sur la déclaration des actifs et passifs éventuels. Certains postes des exercices précédents ont été reclassés afin d'être conformes à la présentation de 2013. Tous les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

### 1. Principales méthodes comptables

#### Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes des filiales dont la compagnie a le contrôle. Les comptes et opérations intersociétés ont été éliminés. Les filiales comprennent les sociétés dans lesquelles l'Impériale détient une participation ainsi que la capacité permanente d'en déterminer unilatéralement les stratégies et les politiques d'exploitation, d'investissement et de financement. Les principales filiales comprises dans les états financiers consolidés sont Pétrolière Impériale Ressources Ltée, Imperial Oil Resources N.W.T. Limited, Imperial Oil Resources Ventures Limited et Pétrolière McColl-Frontenac Inc. Les sociétés précitées sont toutes détenues en propriété exclusive. Les états financiers consolidés reflètent également la quote-part de la participation indivise de la compagnie dans certains éléments d'actifs, éléments de passif, produits et charges du secteur Amont, dont sa participation de 25 % dans la coentreprise Syncrude et de 70,96 % dans le projet Kearn.

#### Stocks

Les stocks sont comptabilisés au coût ou à la valeur marchande courante, si celle-ci est inférieure. Le coût du pétrole brut et des produits est déterminé principalement selon la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). La méthode DEPS a été préférée à la méthode du premier entré, premier sorti et à celle du coût moyen parce qu'elle permet de mieux rapprocher les coûts courants et les produits d'exploitation dégagés pour la période.

Le coût des stocks comprend les dépenses et autres charges, y compris l'amortissement, engagées directement ou indirectement pour assurer leur conditionnement actuel et leur entreposage final avant la livraison au client. Les frais de vente et les frais généraux sont inscrits à titre de frais imputables à la période en cours et exclus du coût des stocks.

#### Participations et placements

La participation dans les actifs nets sous-jacents des filiales dont la compagnie n'a pas le contrôle, mais sur lesquelles elle exerce une influence importante, est comptabilisée à la valeur de consolidation. Cette participation est comptabilisée au coût d'origine majoré de la quote-part de l'Impériale dans le bénéfice depuis l'acquisition de la participation, déduction faite des dividendes touchés. La quote-part de l'Impériale dans le bénéfice après impôts de ces placements est portée au poste Revenus de placement et d'autres sources, dans l'état consolidé des résultats. Les autres placements sont comptabilisés au coût. Les dividendes sont inclus dans Revenus de placement et d'autres sources.

Ces investissements représentent les participations dans des sociétés fermées de transport par pipeline et une coentreprise de chargement ferroviaire qui facilitent l'achat et la vente de liquides dans la conduite des activités de la compagnie. Les autres parties qui détiennent une participation dans ces placements partagent les risques et les avantages en proportion du pourcentage de leur participation. L'Impériale n'investit pas dans ces placements dans le but de soustraire des passifs de son bilan.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les crédits d'impôt à l'investissement et autres subventions similaires sont portés en diminution du coût capitalisé de l'actif auquel ils s'appliquent.

Pour ses activités d'exploration et de mise en valeur, la compagnie suit la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. Selon cette méthode, les coûts sont cumulés gisement par gisement et certaines dépenses d'exploration et de forage d'exploration improductif sont passées en charges à mesure qu'elles sont engagées. Les coûts des puits producteurs et des puits secs de mise en valeur sont capitalisés et amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement de chaque gisement. La compagnie comptabilise le coût d'un forage d'exploration comme un actif lorsque le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production et quand la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et de la viabilité économique et opérationnelle du projet. Les autres dépenses d'exploration, y compris les coûts géophysiques et les loyers annuels des concessions, sont passées en charges à mesure qu'elles sont engagées.

Les frais d'entretien et de réparation, y compris les frais relatifs aux travaux de gros entretien planifié, sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Les améliorations qui prolongent la durée de vie utile d'un bien ou en accroissent le rendement sont capitalisées.

La production comprend le pompage du pétrole et du gaz à la surface ainsi que leur collecte, leur traitement, leur façonnage et leur stockage sur place. La fonction de production prend normalement fin à la sortie du réservoir de stockage de la concession ou du gisement. Les frais de production correspondent aux frais engagés pour exploiter et maintenir en état les puits de la compagnie ainsi que le matériel et les installations connexes. Ils sont incorporés au coût du pétrole et du gaz produits. Ces coûts, parfois appelés frais relatifs au pompage, comprennent les coûts de la main-d'œuvre engagés pour exploiter les puits et le matériel connexe, les frais d'entretien et de réparation des puits et du matériel, le coût des matériaux et des fournitures et le coût énergétique requis pour exploiter les puits et le matériel connexe, ainsi que les frais d'administration liés à la production.

Les coûts d'acquisition des gisements prouvés sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement calculée à partir du total des réserves prouvées de pétrole et de gaz. L'amortissement et l'épuisement des actifs liés aux biens producteurs commencent au moment où la production devient régulière. L'amortissement des autres actifs commence au moment où l'actif est installé et prêt à servir. Les actifs en cours de construction ne sont ni amortis ni épuisables. L'amortissement proportionnel au rendement s'applique aux puits et aux immobilisations corporelles liés aux biens producteurs épuisables, les taux d'amortissement par unité de production étant fondés sur les réserves prouvées de pétrole et de gaz mises en valeur. Les investissements dans les installations d'extraction et dans les installations de valorisation aux propriétés de sables pétrolifères sont amortis selon la méthode proportionnelle au rendement, compte tenu des réserves prouvées mises en valeur. Les investissements dans les réseaux miniers et de transport aux propriétés de sables pétrolifères sont généralement amortis selon la méthode linéaire sur 15 ans. Pour les autres immobilisations corporelles, l'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, sur leur durée de vie utile estimative. En général, les raffineries sont amorties sur 25 ans. Les autres actifs importants, comme les usines chimiques et les stations-service, sont amortis sur 20 ans.

Les biens pétroliers et gaziers prouvés, détenus et exploités par la compagnie, font l'objet d'un test de dépréciation chaque fois que des faits ou des circonstances laissent entrevoir que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrée. Ces actifs sont regroupés au niveau le plus bas auquel ils peuvent générer des flux de trésorerie isolables, qui sont en grande partie indépendants des flux de trésorerie des autres catégories d'actifs.

La compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. Les flux de trésorerie utilisés pour les tests de dépréciation sont établis à partir des hypothèses mises à jour annuellement de l'évaluation des investissements dans le plan d'entreprise, concernant les prix du pétrole brut et du gaz naturel et les taux de change. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements, qui sont aussi mis à jour annuellement.

En général, les tests de dépréciation se fondent sur les estimations des réserves utilisées aux fins de planification interne et de prise de décisions en matière d'investissement. S'il existe des réserves probables,



## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

un montant ajusté en fonction du risque peut être inclus dans le test de dépréciation au titre de ces réserves. Un groupe d'actifs subit une dépréciation si les flux de trésorerie non actualisés sont inférieurs à sa valeur comptable. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur la juste valeur.

Les biens non prouvés importants font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base de la probabilité économique de succès estimée et la durée pour laquelle la compagnie compte conserver les biens. Les biens individuellement moins importants sont regroupés et amortis en fonction des risques liés à la mise en valeur et de la période de détention moyenne. Les provisions pour moins-value sont examinées au moins une fois par an.

Les gains et les pertes à la vente d'actifs sont inscrits au poste *Revenus de placement et d'autres sources*, à l'état consolidé des résultats.

### Capitalisation des intérêts

Les intérêts débiteurs associés aux grands projets d'investissement en cours de construction sont capitalisés dans les immobilisations corporelles. La phase de construction du projet commence par la conception technique détaillée et s'achève quand l'immobilisation corporelle en question est prête à remplir sa vocation.

### Écart d'acquisition et autres actifs incorporels

L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais est soumis à un test de dépréciation au moins une fois l'an, ou plus souvent si des faits ou des circonstances indiquent que l'actif pourrait avoir subi une perte de valeur. Les pertes de valeur sont constatées dans les résultats de l'exercice. L'évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition se fonde sur une comparaison entre la valeur comptable de l'écart d'acquisition et des actifs d'exploitation connexes et la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets découlant de ces actifs d'exploitation.

Les actifs incorporels d'une durée de vie utile déterminable sont amortis sur leur durée de vie estimative. Les frais de développement de logiciels sont amortis sur une période maximale de 15 ans et les listes de clients, sur une période maximale de 10 ans. La dotation à l'amortissement est constatée au poste *Amortissement et épuisement*, à l'état consolidé des résultats.

### Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux

Les obligations juridiques liées à la restauration des lieux découlant de la mise hors service d'immobilisations d'une durée de vie utile déterminable sont constatées au moment où elles sont contractées, soit en général au moment où les immobilisations sont aménagées. Ces obligations se rapportent principalement aux frais d'assainissement et de restauration des sols et aux frais d'abandon et de démolition des puits de pétrole et de gaz et des installations connexes. La compagnie fait des estimations, formule des hypothèses et porte des jugements concernant certains facteurs tels que l'existence d'obligations juridiques liées à la mise hors service d'immobilisations, les évaluations techniques des actifs, les montants et les délais estimés des règlements, les taux sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit et les taux d'inflation. Initialement, les obligations sont évaluées à leur juste valeur et leur valeur est actualisée. Un montant correspondant à l'obligation initiale est ajouté aux coûts capitalisés de l'actif en question. Avec le temps, le montant actualisé de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est ajusté de manière à rendre compte de la variation de sa valeur actualisée, et les coûts capitalisés initialement sont amortis sur la durée de vie utile des immobilisations en question.

Aucune obligation liée à la mise hors service n'est constatée pour les installations de fabrication, de distribution et de commercialisation dont la durée de vie utile est indéterminée. Ces obligations deviennent généralement fermes quand les installations sont fermées définitivement et démontées. Ces obligations peuvent comprendre les frais de sortie d'actifs et des travaux supplémentaires d'assainissement des sols. Ces sites ont toutefois une durée de vie indéterminée basée sur les plans de poursuite des activités et, par conséquent, la juste valeur des obligations juridiques conditionnelles ne peut être mesurée, car il est impossible d'en estimer les dates de règlement. Une provision est constituée au titre des passifs environnementaux liés à ces immobilisations lorsqu'il est probable que des obligations ont été contractées et que le montant peut raisonnablement en être estimé. Les provisions pour passifs environnementaux sont établies à partir du coût estimatif des travaux d'ingénierie, compte tenu de la méthode envisagée et de l'ampleur des travaux de restauration prévus, conformément aux exigences réglementaires, de la technologie existante et de la vocation éventuelle des lieux. Ces passifs ne sont pas actualisés.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### Conversion des devises

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises ont été convertis aux cours du change en vigueur au 31 décembre. Les gains et pertes de change sont constatés dans les résultats.

### Juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait obtenu à la vente d'un actif ou déboursé pour transférer un passif lors d'une transaction ordonnée entre intervenants du marché. Les niveaux de hiérarchie 1, 2 et 3 sont des termes pour désigner la priorité des données dans les techniques d'évaluation servant à mesurer la juste valeur. Les données de niveau 1 sont les prix cotés sur les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques. Les données de niveau 2 sont des données sur les actifs ou passifs autres que les prix cotés de niveau 1, mais qui sont observables directement ou indirectement. Les données de niveau 3 sont des données qui ne sont pas observables sur le marché.

### Produits

Les produits tirés de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers, de produits chimiques et d'autres éléments sont comptabilisés au moment de la livraison. La livraison correspond au moment où le client accepte le titre de propriété et en assume les risques et les avantages, où les prix sont fixés ou déterminables et où la recouvrabilité est raisonnablement assurée. La compagnie ne conclut pas d'ententes qui l'obligent à racheter ses produits, pas plus qu'elle n'accorde au client un droit de retour.

Les produits comprennent les sommes facturées aux clients pour l'expédition et la manutention. Les frais d'expédition et de manutention engagés jusqu'au point d'entreposage final avant la livraison au client sont portés au poste *Achats de pétrole brut et de produits*, à l'état consolidé des résultats. Les frais de livraison du point d'entreposage final au client sont comptabilisés à titre de charge de commercialisation au poste *Frais de vente et frais généraux*.

Les opérations d'achat et de vente de marchandises auprès de la même contrepartie conclues en regard l'une de l'autre sont combinées et comptabilisées comme des échanges mesurés à la valeur comptable de l'élément vendu.

### Rémunération à base d'actions

La compagnie attribue à certains employés une rémunération à base d'actions sous la forme d'unités d'actions non acquises. La charge de rémunération est mesurée à chaque période de déclaration en fonction du cours actuel de l'action de la compagnie et est portée au poste *Frais de vente et frais généraux* à l'état consolidé des résultats sur la période d'acquisition de chaque attribution. Pour un complément d'information, voir la note 7 afférente aux états financiers consolidés à la page A44.

### Taxes à la consommation

Les taxes à la consommation perçues par la compagnie sont exclues de l'état consolidé des résultats. Il s'agit principalement des taxes provinciales sur les carburants automobiles, de la taxe fédérale sur les produits et services et de la taxe de vente harmonisée fédérale-provinciale.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### 2. Secteurs d'activité

La compagnie exerce ses activités au Canada. Les fonctions Amont, Aval et Produits chimiques correspondent pour l'essentiel aux secteurs d'exploitation de l'entreprise, qui sont déclarés séparément. Les facteurs servant à distinguer ces secteurs isolables sont fondés sur la nature des activités exercées par chaque secteur et sur la structure de l'organisation interne de la compagnie. Le secteur Amont est organisé et exploité en vue de la prospection et de la production de pétrole brut et de ses équivalents ainsi que de gaz naturel. Quant au secteur Aval, il est organisé et exploité en vue de la transformation du pétrole brut en produits pétroliers et de la distribution et de la commercialisation de ces produits. Le secteur des produits chimiques est organisé et exploité en vue de la fabrication et de la commercialisation de produits tirés des hydrocarbures et de produits chimiques. Cette sectorisation de l'activité est une pratique de longue date de la compagnie largement répandue dans les industries pétrolière et pétrochimique.

Ces fonctions ont été définies comme des secteurs d'exploitation de la compagnie parce que ce sont les secteurs a) qui exercent les activités commerciales à partir desquelles des produits sont gagnés et des charges engagées, b) dont les résultats d'exploitation sont examinés périodiquement par le chef de l'exploitation aux fins de la prise de décisions quant aux ressources qui seront attribuées aux secteurs et à l'évaluation de la performance des secteurs, et c) pour lesquels une information financière distincte est disponible.

Entrent principalement dans la catégorie des comptes non sectoriels les actifs et les passifs qui ne se rapportent pas spécifiquement aux segments commerciaux, tels que principalement l'encaisse, les intérêts débiteurs capitalisés, les emprunts à court terme, la dette et le passif à long terme liés à la rémunération incitative ainsi que l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite. Le résultat net des comptes non sectoriels tient compte principalement des frais de financement sur la dette, des intérêts créditeurs et des charges de rémunération incitative à base d'actions.

Les méthodes comptables s'appliquant aux informations sectorielles sont identiques à celles qui sont décrites dans l'exposé des principales politiques comptables. Les charges d'exploitation liées aux secteurs Amont, Aval et des produits chimiques comprennent des sommes réparties provenant des comptes non sectoriels. Cette répartition est fondée sur la combinaison des frais de gestion, du prorata des charges d'exploitation et de la moyenne des dépenses en immobilisations sur trois ans. Les cessions d'actifs intersectorielles sont inscrites à la valeur comptable. Les ventes intersectorielles sont conclues pour l'essentiel aux prix courants. Les actifs et les passifs qui ne sont pas associés à un secteur en particulier sont répartis selon leur nature.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

en millions de dollars	Secteur Amont			Secteur Aval			Produits chimiques		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
<b>Produits et autres revenus</b>									
Produits d'exploitation (a)	6 016	4 674	5 278	25 450	25 077	23 909	1 256	1 302	1 287
Ventes intersectorielles	4 026	4 110	4 460	1 978	2 603	2 784	318	299	354
Revenus de placement et d'autres sources	145	46	168	59	81	63	-	-	-
	<b>10 187</b>	<b>8 830</b>	<b>9 906</b>	<b>27 487</b>	<b>27 761</b>	<b>26 756</b>	<b>1 574</b>	<b>1 601</b>	<b>1 641</b>
<b>Charges</b>									
Exploration	123	83	92	-	-	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	3 778	3 056	3 581	21 628	21 316	21 642	1 065	1 115	1 222
Production et fabrication (b)	3 389	2 704	2 484	1 695	1 569	1 451	210	185	179
Frais de vente et frais généraux	5	1	7	886	935	973	66	67	64
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	1 423	1 338	1 320	-	-	-
Amortissement et épuisement	636	498	528	452	242	214	12	12	13
Coûts de financement (note 12)	9	(1)	2	2	-	(1)	-	-	-
<b>Total des charges</b>	<b>7 940</b>	<b>6 341</b>	<b>6 694</b>	<b>26 086</b>	<b>25 400</b>	<b>25 599</b>	<b>1 353</b>	<b>1 379</b>	<b>1 478</b>
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>2 247</b>	<b>2 489</b>	<b>3 212</b>	<b>1 401</b>	<b>2 361</b>	<b>1 157</b>	<b>221</b>	<b>222</b>	<b>163</b>
<b>Impôts sur les bénéfices (note 3)</b>									
Exigibles	(14)	72	593	395	486	372	62	67	43
Futurs	549	529	162	(46)	103	(99)	(3)	(10)	(2)
<b>Total de la charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>535</b>	<b>601</b>	<b>755</b>	<b>349</b>	<b>589</b>	<b>273</b>	<b>59</b>	<b>57</b>	<b>41</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 712</b>	<b>1 888</b>	<b>2 457</b>	<b>1 052</b>	<b>1 772</b>	<b>884</b>	<b>162</b>	<b>165</b>	<b>122</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 690</b>	<b>2 625</b>	<b>3 252</b>	<b>1 453</b>	<b>1 961</b>	<b>1 315</b>	<b>198</b>	<b>127</b>	<b>53</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (c)</b>	<b>7 755</b>	<b>5 518</b>	<b>3 880</b>	<b>187</b>	<b>140</b>	<b>166</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>									
Coût	38 819	30 602	25 327	7 146	7 038	6 990	771	765	760
Amortissement cumulé et épuisement	(10 749)	(10 146)	(9 747)	(4 347)	(3 967)	(3 803)	(586)	(576)	(560)
<b>Immobilisations corporelles, montant net (d)</b>	<b>28 070</b>	<b>20 456</b>	<b>15 580</b>	<b>2 799</b>	<b>3 071</b>	<b>3 187</b>	<b>185</b>	<b>189</b>	<b>200</b>
<b>Total de l'actif (e)</b>	<b>30 553</b>	<b>22 317</b>	<b>17 222</b>	<b>5 732</b>	<b>6 409</b>	<b>6 700</b>	<b>397</b>	<b>372</b>	<b>397</b>

en millions de dollars	Comptes non sectoriels et autres			Éliminations			Chiffres consolidés		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
<b>Produits et autres revenus</b>									
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	-	-	32 722	31 053	30 474
Ventes intersectorielles	-	-	-	(6 322)	(7 012)	(7 598)	-	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	3	8	9	-	-	-	207	135	240
	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>(6 322)</b>	<b>(7 012)</b>	<b>(7 598)</b>	<b>32 929</b>	<b>31 188</b>	<b>30 714</b>
<b>Charges</b>									
Exploration	-	-	-	-	-	-	123	83	92
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	-	(6 316)	(7 011)	(7 598)	20 155	18 476	18 847
Production et fabrication (b)	-	-	-	(6)	(1)	-	5 288	4 457	4 114
Frais de vente et frais généraux	125	78	124	-	-	-	1 082	1 081	1 168
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	-	-	1 423	1 338	1 320
Amortissement et épuisement	10	9	9	-	-	-	1 110	761	764
Coûts de financement (note 12)	-	-	2	-	-	-	11	(1)	3
<b>Total des charges</b>	<b>135</b>	<b>87</b>	<b>135</b>	<b>(6 322)</b>	<b>(7 012)</b>	<b>(7 598)</b>	<b>29 192</b>	<b>26 195</b>	<b>26 308</b>
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>(132)</b>	<b>(79)</b>	<b>(126)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 737</b>	<b>4 993</b>	<b>4 406</b>
<b>Impôts sur les bénéfices (note 3)</b>									
Exigibles	(18)	(32)	(53)	-	-	-	425	593	955
Futurs	(16)	12	19	-	-	-	484	634	80
<b>Total de la charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>(34)</b>	<b>(20)</b>	<b>(34)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>909</b>	<b>1 227</b>	<b>1 035</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>(98)</b>	<b>(59)</b>	<b>(92)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 828</b>	<b>3 766</b>	<b>3 371</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>(49)</b>	<b>(33)</b>	<b>(131)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 292</b>	<b>4 680</b>	<b>4 489</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (c)</b>	<b>69</b>	<b>21</b>	<b>16</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8 020</b>	<b>5 683</b>	<b>4 066</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>									
Coût	429	360	339	-	-	-	47 165	38 765	33 416
Amortissement cumulé et épuisement	(163)	(154)	(144)	-	-	-	(15 845)	(14 843)	(14 254)
<b>Immobilisations corporelles, montant net (d)</b>	<b>266</b>	<b>206</b>	<b>195</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>31 320</b>	<b>23 922</b>	<b>19 162</b>
<b>Total de l'actif (e)</b>	<b>581</b>	<b>704</b>	<b>1 418</b>	<b>(45)</b>	<b>(438)</b>	<b>(308)</b>	<b>37 218</b>	<b>29 364</b>	<b>25 429</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

- (a) Comprend les ventes à destination des États-Unis de 5 217 M\$ (4 358 M\$ en 2012, 4 175 M\$ en 2011). Les exportations aux États-Unis ont porté sur les secteurs d'exploitation, principalement dans le secteur Amont.
- (b) Une charge de 377 M\$ (280 M\$ après impôts) dans le secteur Aval en 2013, associée à la décision de la compagnie de transformer la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant, comprenait la dépréciation de l'usine et de l'équipement non visés par la reconversion en un dépôt au montant de 245 M\$, comptabilisée au titre des dépenses d'amortissement et d'épuisement, ainsi que des coûts liés à la mise hors service, à l'environnement et aux employés totalisant 132 M\$ comptabilisés au titre des charges de production et de fabrication. À la fin de 2013, les coûts liés à la mise hors service, à l'environnement et aux employés totalisaient 40 M\$.
- (c) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles et les ajouts aux contrats de location-acquisition.
- (d) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 9 234 M\$ (13 846 M\$ en 2012).
- (e) L'écart d'acquisition a été imputé majoritairement au secteur Aval. En 2013, un écart d'acquisition de 20 M\$ a été comptabilisé dans le secteur Amont à la suite de l'acquisition de Celtic (note 18). Il n'y a eu aucune acquisition ayant donné lieu à un écart d'acquisition, aucune perte de valeur, ni aucune radiation à la suite de ventes au cours des trois derniers exercices. La juste valeur utilisée dans les tests quantitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition était de niveau 3 (données non observables).

### 3. Impôts sur les bénéfices

en millions de dollars	2013	2012	2011
Charge d'impôts exigibles	425	593	955
Passif d'impôts futurs (a)	484	634	80
Total de la charge d'impôts sur les bénéfices (b)	909	1 227	1 035
Taux d'imposition des sociétés prévu par la loi (en pourcentage)	25,4	25,5	25,4
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :			
Variation du taux d'imposition en vigueur	-	-	-
Autres	(1,1)	(0,9)	(1,9)
Taux d'imposition effectif	24,3	24,6	23,5

- (a) La charge d'impôts futurs ne comprend pas de charges d'impôts reportés et d'impôts reportés créditeurs nets importants au titre des modifications des lois fiscales et des taux d'imposition en 2013, 2012 et 2011.
- (b) Les décaissements au titre des impôts sur les bénéfices, plus les crédits à l'investissement, ont totalisé 911 M\$ en 2013 (871 M\$ en 2012, 667 M\$ en 2011).

La charge d'impôts futurs représente l'écart entre les valeurs comptable et fiscale de l'actif et du passif. Cet écart est réévalué à la fin de chaque exercice selon les taux d'imposition et les lois fiscales qui devraient s'appliquer quand cet écart sera matérialisé ou réglé. Au 31 décembre, les composantes du passif et de l'actif d'impôts futurs s'établissaient comme suit :

en millions de dollars	2013	2012	2011
Amortissement	2 949	2 434	1 948
Forages fructueux et achats de terrains	815	399	378
Prestations de retraite et avantages sociaux	(376)	(717)	(720)
Restauration des lieux	(287)	(284)	(267)
Intérêts capitalisés	69	53	50
Autres	(99)	39	51
Passif d'impôts futurs	3 071	1 924	1 440
Évaluation des stocks selon la méthode DEPS	(450)	(478)	(560)
Autres	(109)	(49)	(30)
Actif d'impôts futurs	(559)	(527)	(590)
Provision pour moins-value	-	-	-
Passif d'impôts futurs – montant net	2 512	1 397	850

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### Économies d'impôt non constatées

Les économies d'impôt non constatées reflètent la différence entre les positions prises ou qui devraient être prises dans les déclarations fiscales et les montants constatés dans les états financiers. Il faudra de nombreuses années pour que ces positions fiscales aboutissent à un règlement. Il est difficile de prédire le moment où des positions fiscales données feront l'objet d'un règlement, puisque ce moment échappe en partie au contrôle de la compagnie. Le taux d'imposition effectif de la compagnie sera réduit si l'une de ces économies d'impôt est constatée ultérieurement.

Le tableau qui suit résume l'information sur la variation du montant des économies d'impôt non constatées :

en millions de dollars	2013	2012	2011
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	143	134	147
Ajouts au titre de la position fiscale de l'exercice en cours	10	4	-
Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	2	10	20
Réductions au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	(4)	(3)	(31)
Réductions en raison du dépassement du délai de prescription	-	(2)	(2)
Solde au 31 décembre	151	143	134

Les variations d'économies d'impôt non constatées en 2013, 2012 et 2011 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations de 2006 à 2013 de la compagnie sont sujettes à examen par les autorités fiscales. L'Agence du revenu du Canada a proposé certains ajustements aux déclarations de la compagnie. La direction évalue actuellement les ajustements proposés. Elle estime que plusieurs questions en suspens devraient être réglées en 2014. L'incidence de ces questions sur les économies d'impôt non constatées et sur le taux d'imposition effectif ne devrait pas être importante.

La compagnie classe les intérêts sur les soldes liés aux impôts sur les bénéfices dans les intérêts débiteurs ou créditeurs et les pénalités fiscales dans les charges d'exploitation.

## 4. Avantages de retraite

Les avantages de retraite auxquels ont droit la plupart des employés retraités et leur conjoint survivant comprennent les prestations de retraite et certains avantages au titre des régimes de soins de santé et d'assurance-vie. Pour faire face à ses engagements, la compagnie capitalise des régimes de retraite agréés et paie directement les prestations supplémentaires non capitalisées aux prestataires.

Les régimes de retraite sont constitués principalement de régimes à prestations déterminées financés par la compagnie et fondés sur les années de service et la moyenne des salaires de fin de carrière. La compagnie partage le coût des régimes de soins de santé et d'assurance-vie. Les obligations de la compagnie sont établies selon une méthode de répartition des prestations qui tient compte des états de service des employés à ce jour et du niveau actuel des salaires ainsi que de la projection des salaires jusqu'à la retraite.

Les charges et obligations contractées au titre des régimes capitalisés et non capitalisés sont calculées selon les principes actuariels reconnus et les principes comptables généralement reconnus des États-Unis. La méthode de calcul des charges de retraite et des obligations s'y rattachant se fonde sur certaines hypothèses à long terme concernant les taux d'actualisation, de rendement de l'actif du régime et d'augmentation salariale. L'obligation et la charge de retraite peuvent varier considérablement si l'on modifie les hypothèses retenues pour estimer l'obligation et le rendement attendu de l'actif des régimes. À la fin de l'exercice 2013, la compagnie a adopté les hypothèses de mortalité présentées dans le nouveau rapport provisoire sur la mortalité des retraités canadiens, selon les directives de l'Institut canadien des actuaires.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Les obligations de la compagnie au titre des prestations constituées et les actifs du régime liés aux régimes à prestations déterminées sont calculés au 31 décembre.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2013	2012	2013	2012
Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre (en pourcentage)				
Taux d'actualisation	4,75	3,75	4,75	3,75
Augmentation des salaires à long terme	4,50	4,50	4,50	4,50

en millions de dollars

<b>Variation de l'obligation au titre des prestations projetées</b>				
Obligation au titre des prestations projetées au 1 <sup>er</sup> janvier	7 336	6 646	547	508
Coût des services rendus de l'exercice	181	160	11	8
Intérêts débiteurs	281	288	21	21
Pertes (gains) actuariels	(504)	616	(50)	40
Modifications	-	-	-	-
Prestations versées (a)	(424)	(374)	(26)	(30)
Obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre	6 870	7 336	503	547
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	6 263	6 560		

Le taux d'actualisation retenu en fin d'exercice pour établir le passif au titre des avantages complémentaires à la retraite se fonde sur le rendement en fin d'exercice d'obligations de sociétés canadiennes à long terme de première qualité dont l'échéance (la durée) moyenne correspond à peu près à celle du passif en question. La mesure de l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite constituée suppose un taux tendanciel du coût des soins de santé de 4,50 % en 2014 et dans les années subséquentes.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2013	2012	2013	2012
en millions de dollars				
<b>Variation de l'actif des régimes</b>				
Juste valeur au 1 <sup>er</sup> janvier	5 114	4 461		
Rendement (perte) réel de l'actif des régimes	491	374		
Cotisations de la compagnie	600	594		
Prestations versées (b)	(333)	(315)		
Juste valeur au 31 décembre	5 872	5 114		
Excédent (insuffisance) de l'actif par rapport à l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre				
Régimes capitalisés	(424)	(1 602)		
Régimes non capitalisés	(574)	(620)	(503)	(547)
Total (c)	(998)	(2 222)	(503)	(547)

(a) Prestations versées au titre des régimes capitalisés et non capitalisés.

(b) Prestations versées au titre des régimes capitalisés uniquement.

(c) Juste valeur de l'actif, moins l'obligation au titre des prestations projetées indiquée ci-dessus.

Le financement des régimes de retraite agréés se conforme aux règlements fédéraux et provinciaux en matière de retraite et la compagnie cotise à ces régimes suivant les besoins établis par une évaluation actuarielle indépendante. Conformément à la recommandation officielle relative à la comptabilisation des régimes à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, l'état sous-capitalisé des avantages complémentaires de retraite a été constaté comme un passif dans le bilan, et les changements apportés à la capitalisation ont été reconnus au poste *Autres éléments du résultat étendu* pour l'exercice au cours duquel ils ont eu lieu.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

en millions de dollars	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2013	2012	2013	2012
Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit :				
Passif à court terme	(25)	(24)	(28)	(28)
Autres obligations à long terme	(973)	(2 198)	(475)	(519)
<b>Total constaté</b>	<b>(998)</b>	<b>(2 222)</b>	<b>(503)</b>	<b>(547)</b>
Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constitués de ce qui suit :				
Pertes (gains) actuariels – montant net	2 303	3 210	64	124
Coût des services passés	62	85	-	-
<b>Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts</b>	<b>2 365</b>	<b>3 295</b>	<b>64</b>	<b>124</b>

La compagnie détermine le taux de rendement prévu à long terme en formulant des hypothèses sur le rendement à long terme cible de chaque catégorie d'actif, en tenant compte de facteurs comme le rendement réel prévu de la catégorie d'actifs considérée et l'inflation. Un taux de rendement à long terme unique est ensuite établi à partir de la moyenne pondérée de la répartition cible de l'actif et de l'hypothèse relative au rendement à long terme de chaque catégorie d'actif. En 2013, le taux de rendement à long terme prévu qui a servi au calcul des charges de retraite a été de 6,25 % contre des rendements réels de 6,50 % et de 8,00 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2013.

	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Hypothèses retenues pour déterminer le coût net au titre des prestations des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage)						
Taux d'actualisation	3,75	4,25	5,50	3,75	4,25	5,50
Rendement à long terme de l'actif des régimes	6,25	6,25	7,00	-	-	-
Augmentation des salaires à long terme	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50

en millions de dollars

### Composantes du coût net des prestations constituées

Coût des services rendus de l'exercice	181	160	122	11	8	6
Intérêts débiteurs	281	288	314	21	21	23
Rendement prévu de l'actif des régimes	(331)	(288)	(308)	-	-	-
Amortissement du coût des services passés	23	23	21	-	-	-
Amortissement des pertes (gains) actuariels	243	235	162	10	8	3
<b>Coût net des prestations constituées de l'exercice</b>	<b>397</b>	<b>418</b>	<b>311</b>	<b>42</b>	<b>37</b>	<b>32</b>

### Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

Pertes (gains) actuariels – montant net	(664)	530	1 112	(50)	40	81
Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations	(243)	(235)	(162)	(10)	(8)	(3)
Coût des services passés	-	-	86	-	-	-
Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées	(23)	(23)	(21)	-	-	-
<b>Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(930)</b>	<b>272</b>	<b>1 015</b>	<b>(60)</b>	<b>32</b>	<b>78</b>
<b>Total comptabilisé dans le coût net des prestations et autres éléments du résultat étendu, avant impôts</b>	<b>(533)</b>	<b>690</b>	<b>1 326</b>	<b>(18)</b>	<b>69</b>	<b>110</b>



## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 37 M\$ en 2013 (36 M\$ en 2012, 36 M\$ en 2011).

Le tableau ci-dessous présente le sommaire de la variation du cumul des autres éléments du résultat étendu :

en millions de dollars	Total des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite		
	2013	2012	2011
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	990	(304)	(1 093)
(Déduit des) ajouté aux impôts futurs (note 17)	(256)	87	279
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts	734	(217)	(814)

La stratégie de placement de la compagnie pour l'actif du régime repose sur une vision à long terme, une évaluation prudente des risques inhérents aux diverses catégories d'actif et une large diversification visant à réduire le risque sur l'ensemble du portefeuille. En accord avec la nature à long terme du passif, la compagnie investit principalement dans des fonds internationaux d'actions indexés sur la capitalisation boursière pondérée et dans des obligations canadiennes indexées pour diversifier les risques tout en réduisant les coûts. Le fonds ne détient des actions de l'Impériale que dans la mesure où cela est nécessaire pour reproduire la composition de l'indice d'actions pertinent. Le solde des actifs du plan est investi principalement dans des titres de créance de sociétés de première qualité et gouvernementaux. Des études sont effectuées périodiquement pour déterminer la répartition de l'actif souhaitée. La répartition cible de l'actif pour le volet actions est de 46 %. La répartition cible pour le volet titres de créance est de 49 %. Le solde de 5 % est investi dans des partenariats de capital de risque qui poursuivent une stratégie d'investissement dans de nouvelles entreprises américaines et internationales.

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2013, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2013, selon :

en millions de dollars	Total	Prix cotés sur	Autres données	Données
		les marchés actifs pour des actifs identiques (niveau 1)	significatives observables (niveau 2)	significatives non observables (niveau 3)
Catégorie d'actif				
Actions				
Canadiennes	932		932 (a)	
Internationales	1 911		1 911 (a)	
Titres de créance canadiens				
De sociétés	654		654 (b)	
Gouvernementaux	2 161		2 161 (b)	
Adossés aux actifs	-			
Fonds de placements hypothécaires	1			1 (c)
Partenariats de capital - de risque	188			188 (d)
Liquidités	25	12	13 (e)	
<b>Total des actifs du régime à la juste valeur</b>	<b>5 872</b>	<b>12</b>	<b>5 671</b>	<b>189</b>

- (a) Pour les actions de sociétés détenues sous la forme d'unités de fonds qui sont rachetables à la date d'évaluation, la valeur de l'unité est traitée comme une donnée de niveau 2. La juste valeur des actions détenues par les fonds est basée sur des prix cotés observables sur les bourses actives, qui sont des données de niveau 1.
- (b) Pour les titres de créance de sociétés, gouvernementaux et adossés aux actifs, la juste valeur est basée sur les données observables de transactions comparables du marché.
- (c) Pour les fonds de placements hypothécaires, la juste valeur représente le principal impayé qui est garanti par la Société canadienne d'hypothèques et de logement.
- (d) Pour les investissements dans des partenariats de capital de risque, la juste valeur est généralement déterminée en utilisant les multiples des résultats ou des bénéficiaires ou d'autres données pertinentes du marché, y compris les premiers appels publics à l'épargne.
- (e) Pour les soldes en espèces qui sont détenus dans des fonds de niveau 2 avant investissement dans les unités de ces fonds, la valeur en espèces est traitée comme une donnée de niveau 2.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Le tableau ci-dessous donne la variation de la juste valeur des actifs de niveau 3 qui reposent sur des données significatives non observables :

en millions de dollars	Fonds de placements hypothécaires	Capital de risque
Juste valeur au 1 <sup>er</sup> janvier 2013	1	158
Gains (pertes) nets réalisés	-	(17)
Gains (pertes) nets non réalisés	-	44
Achats (ventes) nets	-	3
Juste valeur au 31 décembre 2013	1	188

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2012, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

en millions de dollars	Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2012, selon :			
	Total	Prix cotés sur les marchés actifs pour des actifs identiques (niveau 1)	Autres données significatives observables (niveau 2)	Données significatives non observables (niveau 3)
<b>Catégorie d'actif</b>				
<b>Actions</b>				
Canadiennes	811		811	(a)
Internationales	1 657		1 657	(a)
<b>Titres de créance canadiens</b>				
De sociétés	473		473	(b)
Gouvernementaux	1 982		1 982	(b)
Adossés aux actifs	5		5	(b)
Fonds de placements hypothécaires	1			1 (c)
Partenariats de capital - de risque	158			158 (d)
Liquidités	27	9	18	(e)
<b>Total des actifs du régime à la juste valeur</b>	<b>5 114</b>	<b>9</b>	<b>4 946</b>	<b>159</b>

- (a) Pour les actions de sociétés détenues sous la forme d'unités de fonds qui sont rachetables à la date d'évaluation, la valeur de l'unité est traitée comme une donnée de niveau 2. La juste valeur des actions détenues par les fonds est basée sur des prix cotés observables sur les bourses actives, qui sont des données de niveau 1.
- (b) Pour les titres de créance de sociétés, gouvernementaux et adossés aux actifs, la juste valeur est basée sur les données observables de transactions comparables du marché.
- (c) Pour les fonds de placements hypothécaires, la juste valeur représente le principal impayé qui est garanti par la Société canadienne d'hypothèques et de logement.
- (d) Pour les investissements dans des partenariats de capital de risque, la juste valeur est généralement déterminée en utilisant les multiples des résultats ou des bénéfices ou d'autres données pertinentes du marché, y compris les premiers appels publics à l'épargne.
- (e) Pour les soldes en espèces qui sont détenus dans des fonds de niveau 2 avant investissement dans les unités de ces fonds, la valeur en espèces est traitée comme une donnée de niveau 2.

Le tableau ci-dessous donne la variation de la juste valeur des actifs de niveau 3 qui reposent sur des données significatives non observables :

en millions de dollars	Fonds de placements hypothécaires	Capital de risque
Juste valeur au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	1	148
Gains (pertes) nets réalisés	-	(11)
Gains (pertes) nets non réalisés	-	8
Achats (ventes) nets	-	13
Juste valeur au 31 décembre 2012	1	158

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Le tableau ci-dessous présente un sommaire des régimes de retraite faisant ressortir l'excédent des obligations au titre des prestations constituées sur l'actif du régime :

en millions de dollars	Prestations de retraite	
	2013	2012
Régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations constituées est supérieure à l'actif du régime :		
Obligation au titre des prestations projetées	-	6 716
Obligation au titre des prestations constituées	-	6 025
Juste valeur de l'actif des régimes	-	5 114
Obligation au titre des prestations constituées, déduction faite de la juste valeur de l'actif du régime	-	911
Régimes non capitalisés couverts par les réserves comptables :		
Obligation au titre des prestations projetées	574	620
Obligation au titre des prestations constituées	496	535

### Amortissement estimatif du cumul des autres éléments du résultat étendu pour 2014

en millions de dollars	Prestations de retraite	Avantages
		complémentaires de retraite
Pertes (gains) actuariels – montant net (a)	169	5
Coût des services passés (b)	23	-

(a) La compagnie amortit le solde du montant net des pertes (gains) actuariels comme une composante du coût net des prestations constituées sur la période moyenne qu'il reste à travailler aux participants actifs au régime.

(b) La compagnie amortit le coût des services passés selon la méthode linéaire.

### Flux de trésorerie

Pour les exercices ci-dessous, les prestations à verser suivantes sont prévues :

en millions de dollars	Prestations de retraite	Avantages
		complémentaires de retraite
2014	365	28
2015	375	28
2016	384	28
2017	393	28
2018	401	28
De 2019 à 2023	2 078	145

Pour l'exercice 2014, la compagnie compte cotiser environ 420 M\$ en espèces à ses régimes de retraite.

### Sensibilité des résultats

Une variation de 1 % des hypothèses concernant les obligations découlant des régimes de retraite aurait les incidences suivantes :

Hausse (baisse) en millions de dollars	Hausse de	Baisse de
	1 %	1 %
Taux de rendement de l'actif des régimes		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(50)	50
Taux d'actualisation :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(80)	100
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	(850)	1 050
Taux d'augmentation des salaires :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	50	(45)
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	170	(150)

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Une modification de 1 % du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé aurait les incidences suivantes :

Hausse (baisse) en millions de dollars	Hausse de 1 %	Baisse de 1 %
Incidence sur le coût des services passés et les intérêts débiteurs	4	(3)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	45	(35)

### 5. Autres obligations à long terme

en millions de dollars	2013	2012
Avantages de retraite (note 4)(a)	1 448	2 717
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisation et autres passifs environnementaux (b)	1 258	957
Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 7)	140	117
Autres obligations	245	192
<b>Total des autres obligations à long terme</b>	<b>3 091</b>	<b>3 983</b>

(a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprennent aussi 53 M\$ à titre de passif à court terme (52 M\$ en 2012).

(b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprennent aussi 154 M\$ comptabilisés à titre de passif à court terme (168 M\$ en 2012).

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations imputées pour l'exercice étaient des évaluations de la juste valeur de niveau 3 (données non observables). Le tableau ci-après résume l'activité ayant trait au passif au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations :

en millions de dollars	2013	2012
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	966	936
Ajouts	251	61
Réduction suite à la vente de biens	-	(8)
Charge de désactualisation	105	86
Règlement	(85)	(109)
Solde au 31 décembre	1 237	966

### 6. Dérivés et instruments financiers

Au cours des trois derniers exercices, la compagnie n'a pas conclu de contrat de dérivés pour compenser les expositions associées aux prix des hydrocarbures, aux taux de change et aux taux d'intérêt découlant des actifs, des passifs et des transactions existants. La compagnie ne s'est pas livrée à des activités de spéculation ou de transaction sur des dérivés ni n'a eu recours à des dérivés à caractéristiques de levier financier. La compagnie maintient un système de contrôle qui comprend une politique sur l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur dérivés.

La juste valeur des instruments financiers de la compagnie est déterminée en fonction de diverses données du marché et d'autres techniques d'évaluation pertinentes. Il n'y a pas de différence importante entre la juste valeur des instruments financiers de la compagnie et la valeur inscrite aux livres. La hiérarchie de juste valeur de la dette à long terme est principalement de niveau 2 (données observables).

### 7. Régimes d'intéressement à base d'actions

Les régimes d'intéressement à base d'actions visent à retenir certains employés, à récompenser leur rendement élevé et à encourager l'apport individuel à l'amélioration soutenue du rendement de la compagnie et de la valeur actionnariale.

#### Unités d'actions non acquises et unités d'actions à dividende différé

Aux termes du régime d'unités d'actions non acquises, chaque unité donne à son bénéficiaire le droit conditionnel de recevoir de la compagnie, à l'exercice de l'unité, un montant équivalant à la moyenne des cours de clôture des actions ordinaires de la compagnie à la Bourse de Toronto sur les cinq jours précédant immédiatement et incluant la date d'exercice. Dans les trois ans qui suivent la date de leur attribution, 50 %

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

des unités sont exercées, le reste étant exercé sept ans après la date d'attribution. La compagnie peut aussi émettre des unités pouvant être exercées à 50 % cinq ans après la date d'attribution, les unités restantes pouvant être exercées dix ans après la date d'attribution ou à la date de retraite du bénéficiaire, selon la plus éloignée des deux éventualités.

Le régime d'unités d'actions à dividende différé est offert aux administrateurs non salariés. Les administrateurs non salariés peuvent choisir de toucher la totalité ou une partie de leurs jetons de présence sous cette forme. Le nombre d'unités attribuées à la fin de chaque trimestre civil correspond à la valeur des jetons de présence de l'administrateur non salarié pour ce trimestre qu'il a choisi de recevoir sous forme d'unités d'actions à dividende différé, divisé par la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie pour les cinq jours de bourse consécutifs précédant le dernier jour du trimestre civil. Des unités additionnelles sont attribuées d'après le quotient du dividende en argent à servir sur les actions de la compagnie par le cours de clôture moyen juste avant la date de paiement de ce dividende, quotient qui est ensuite multiplié par le nombre d'unités d'actions à dividende différé que possède le bénéficiaire, ajusté pour tenir compte des fractionnements d'actions. Pour exercer les unités d'actions à dividende différé, le bénéficiaire doit avoir démissionné à titre d'administrateur, la date limite pour les exercer étant fixée au 31 décembre de l'année qui suit la démission. À la date d'exercice, la valeur en argent à recevoir pour les unités est déterminée d'après la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie sur les cinq jours de bourse consécutifs qui précèdent la date d'exercice, ajustée pour tenir compte des fractionnements d'actions.

Toutes les unités doivent être réglées en espèces à quelques exceptions près. Le régime des unités d'actions non acquises stipule que, dans le cas des unités attribuées à des résidents du Canada, le bénéficiaire a désormais la possibilité de recevoir une action ordinaire de la compagnie par unité ou de se faire régler en argent les unités devant être exercées au septième anniversaire de la date d'attribution. Pour les unités pouvant être exercées à 50 % cinq ans après la date d'attribution, et les unités restantes pouvant être exercées dix ans après la date d'attribution ou la date de retraite du prestataire, selon la plus éloignée des deux éventualités, le bénéficiaire a la possibilité de recevoir une action ordinaire de la compagnie par unité ou de se faire régler en argent les unités devant être exercées.

La compagnie comptabilise ces unités selon la méthode de la juste valeur. La juste valeur des attributions sous forme d'unités d'actions non acquises et d'unités d'actions à dividende différé correspond au cours de l'action de la compagnie. Selon cette méthode, la charge de rémunération liée aux unités de ces régimes est mesurée à chaque période de déclaration en fonction du cours actuel de l'action de la compagnie et est constatée dans l'état consolidé des résultats, répartie sur la période d'acquisition de chaque attribution.

Le tableau ci-dessous résume l'information sur ces unités pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 :

	Unités d'actions non acquises	Unités d'actions à dividende différé
En cours au 1 <sup>er</sup> janvier 2013	<b>8 943 104</b>	<b>85 505</b>
Attribuées	<b>1 654 540</b>	<b>12 731</b>
Exercées	<b>(1 841 408)</b>	-
Confisquées et annulées	<b>(41 382)</b>	-
En cours au 31 décembre 2013	<b>8 714 854</b>	<b>98 236</b>

En 2013, la charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes s'est chiffrée à 92 M\$ (58 M\$ en 2012 et 91 M\$ en 2011). L'économie d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération pour ces régimes s'est chiffrée à 33 M\$ pour l'exercice (20 M\$ en 2012 et 33 M\$ en 2011). Des paiements au comptant de 88 M\$ ont été faits en 2013 (97 M\$ en 2012 et 173 M\$ en 2011).

Au 31 décembre 2013, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions non acquises qui n'étaient pas acquises s'élevait à 194 M\$, selon le cours de l'action de la compagnie à la fin de l'exercice. La période d'acquisition moyenne pondérée des unités d'actions non acquises est de 3,7 ans. Toutes les unités émises en vertu des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2013.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### 8. Revenus de placement et d'autres sources

Les revenus de placement et d'autres sources comprennent les gains et les pertes à la vente d'actifs suivants :

en millions de dollars	2013	2012	2011
Produit de la vente d'actifs	160	226	314
Valeur comptable des actifs vendus	10	132	117
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts (a)	150	94	197
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts (a)	120	72	153

(a) Les résultats de 2013 comprenaient un gain d'environ 85 M\$ (73 M\$ après impôts) sur la vente d'actifs ne servant pas à l'exploitation.

### 9. Litiges et autres éventualités

Diverses poursuites ont été intentées à l'encontre de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée et ses filiales. La direction examine régulièrement ces litiges, en faisant le point avec ses conseillers juridiques internes et externes, pour déterminer s'il y a lieu de comptabiliser ou de déclarer ces éventualités. La compagnie enregistre un passif non actualisé au titre de ces éventualités quand une perte est probable et que son montant peut être raisonnablement estimé. Quand on peut raisonnablement estimer une fourchette de montants et qu'aucun montant dans cette fourchette ne constitue une meilleure estimation qu'un autre, la valeur minimale est alors prise en compte. La compagnie ne comptabilise pas de passif quand il est probable qu'un passif a été engagé, mais que son montant ne peut pas être raisonnablement estimé ou que le passif n'apparaît que raisonnablement possible ou peu probable. Dans le cas des éventualités dont une issue défavorable est raisonnablement possible et qui sont importantes, la compagnie dévoile la nature de l'éventualité et, quand c'est possible, elle fournit une estimation de la perte possible. Aux fins de la déclaration des éventualités, le qualificatif « importantes » couvre les éventualités importantes ainsi que celles qui devraient être déclarées de l'avis de la direction. Compte tenu des faits et circonstances pertinents, la compagnie ne croit pas que l'issue définitive d'une quelconque poursuite en cours à l'encontre de la compagnie aura une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière ou ses états financiers dans leur ensemble.

La compagnie a aussi pris d'autres engagements dans le cours normal des affaires, pour faire face aux besoins de son exploitation et à ses besoins en capitaux, qu'elle s'attend à pouvoir remplir sans qu'ils aient une incidence défavorable importante sur ses activités ou sa situation financière. Les obligations d'achat inconditionnel, définies par les normes comptables, représentent des engagements à long terme qui ne sont pas résiliables ou qui ne le sont que dans certaines circonstances et que des tiers ont utilisées pour assurer le financement des immobilisations qui fourniront les biens et services prévus au contrat.

en millions de dollars	Paiements exigibles par exercice						Après 2018	Total
	2014	2015	2016	2017	2018			
Obligations d'achat inconditionnel (a)	91	80	82	83	84	237	657	

(a) Les obligations non actualisées de 657 M\$ ont essentiellement trait à des conventions de débit pipelinier. Les paiements en vertu d'obligations d'achat inconditionnel se sont élevés à 95 M\$ (86 M\$ en 2012, 73 M\$ en 2011). La valeur actualisée de ces engagements, compte non tenu des intérêts théoriques de 178 M\$, s'établissait à 479 M\$.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### 10. Actions ordinaires

en milliers d'actions	Au 31 déc. 2013	Au 31 déc. 2012
Autorisées	<b>1 100 000</b>	1 100 000

De 1995 à 2012, la compagnie a racheté des actions dans le cours normal de ses activités, en vertu de dix-huit programmes de rachat d'actions d'une durée de 12 mois et d'une offre d'achat par adjudication. Un autre programme de rachat d'actions d'une durée de 12 mois a été lancé dans le cours normal des activités le 25 juin 2013, permettant à la compagnie de racheter environ 1 million d'actions. Contrairement aux programmes précédents, ce montant maximal n'est pas réduit par les actions ordinaires achetées au titre du régime d'épargne à l'intention du personnel et du régime d'épargne retraite qu'elle offre à son personnel, et celles achetées de Exxon Mobil Corporation. Le résultat de ces opérations est présenté ci-dessous.

Année	Actions achetées (en milliers)	En millions de dollars
De 1995 à 2011	903 765	15 580
2012	2 776	128
<b>2013</b>	-	-
Achats cumulatifs à ce jour	906 541	15 708

ExxonMobil a pris part à ces programmes de manière à maintenir sa participation dans l'Impériale à 69,6 %.

L'excédent du coût d'achat sur la valeur attribuée des actions a été inscrit à titre de distribution de bénéfices non répartis.

Les activités liées aux actions ordinaires de la compagnie sont résumées ci-dessous :

	En milliers d'actions	En millions de dollars
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2011	847 599	1 511
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	1 262	19
Achats à la valeur attribuée	(1 262)	(2)
Solde au 31 décembre 2011	847 599	1 528
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	2 776	43
Achats à la valeur attribuée	(2 776)	(5)
Solde au 31 décembre 2012	847 599	1 566
<b>Actions émises en vertu du régime d'options sur actions</b>	-	-
<b>Achats à la valeur attribuée</b>	-	-
<b>Solde au 31 décembre 2013</b>	<b>847 599</b>	<b>1 566</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Le tableau ci-dessous présente le calcul du résultat par action, avant et après dilution :

	2013	2012	2011
<b>Bénéfice net par action ordinaire – résultat de base</b>			
Bénéfice net (en millions de dollars)	2 828	3 766	3 371
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	847,7	847,7
<b>Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)</b>	<b>3,34</b>	<b>4,44</b>	<b>3,98</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire – résultat dilué</b>			
Bénéfice net (en millions de dollars)	2 828	3 766	3 371
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	847,7	847,7
Effet des primes à base d'actions versées aux employés (millions d'actions)	3,0	3,4	5,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation compte tenu d'une dilution (millions d'actions)	850,6	851,1	853,6
<b>Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)</b>	<b>3,32</b>	<b>4,42</b>	<b>3,95</b>

## 11. Informations financières diverses

Le bénéfice net de 2013 a inclus un gain après impôts de 24 M\$ (gain de 45 M\$ en 2012, gain de 10 M\$ en 2011), attribuable à l'effet des variations des stocks évalués selon la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). Selon les estimations, le coût de remplacement des stocks en date du 31 décembre 2013 dépassait la valeur comptable DEPS de 1 787 M\$ (1 769 M\$ en 2012). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

en millions de dollars	2013	2012
Pétrole brut	628	473
Produits pétroliers	340	284
Produits chimiques	54	60
Gaz naturel et autres produits	8	10
<b>Total des stocks de pétrole brut et de produits</b>	<b>1 030</b>	<b>827</b>

En 2013, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 154 M\$ (147 M\$ en 2012, 120 M\$ en 2011). Ces coûts sont compris dans les charges, en raison du caractère incertain des avantages futurs.

Les comptes créditeurs et charges à payer comprenaient les taxes courues autres que des impôts sur les bénéfices de 380 M\$ au 31 décembre 2013 (377 M\$ en 2012).

## 12. Coûts de financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts

en millions de dollars	2013	2012	2011
Intérêts sur la dette	69	20	16
Intérêts capitalisés	(69)	(20)	(16)
Intérêts débiteurs – montant net	-	-	-
Autres intérêts	11	(1)	3
<b>Total des coûts de financement (a)</b>	<b>11</b>	<b>(1)</b>	<b>3</b>

(a) En 2013, les paiements d'intérêt se sont élevés à 69 M\$ (20 M\$ en 2012, 16 M\$ en 2011). En 2013, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme s'est établi à 1,1 % (1,1 % en 2012).



## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Au quatrième trimestre 2013, la compagnie a conclu une entente avec une filiale d'ExxonMobil qui prévoit un emprunt à vue renouvelable sans intérêt à la compagnie par ExxonMobil jusqu'à concurrence de 75 M\$ de dollars (canadiens). Ce prêt représente la quote-part d'ExxonMobil d'un fonds de roulement nécessaire pour financer les dispositions prises par L'Impériale au nom d'ExxonMobil pour l'achat, la commercialisation et le transport du pétrole brut et des diluants. Au 31 décembre 2013, la compagnie s'était prévalu de 75 M\$ dans le cadre de cette entente.

Au premier trimestre 2013, la compagnie a obtenu une facilité de crédit bancaire non garantie de 250 M\$ expirant en mars 2014 pour soutenir son programme d'émission de billets de trésorerie. Au deuxième trimestre, la compagnie a porté le montant de cette facilité à 500 M\$. La compagnie ne s'est pas prévalu de cette facilité.

### 13. Immobilisations louées

Au 31 décembre 2013, la compagnie était liée par des contrats de location-exploitation non résiliables visant des immeubles de bureaux, des wagons-citernes, des stations-service et d'autres biens assortis d'engagements locatifs minimaux non actualisés s'élevant à 389 M\$, comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous :

en millions de dollars	Paiements exigibles par exercice						Total
	2014	2015	2016	2017	2018	Après 2018	
Paiements de loyers en vertu d'engagements minimaux (a)	177	88	47	33	12	32	389

(a) En 2013, les charges locatives découlant des contrats de location-exploitation résiliables et non résiliables se sont élevées à 287 M\$ (271 M\$ en 2012, 226 M\$ en 2011). Les revenus locatifs connexes n'étaient pas importants.

### 14. Dette à long terme

en millions de dollars	Au 31 déc. 2013	Au 31 déc. 2012
Dette à long terme (a)	4 316	1 040
Contrats de location-acquisition (b)	128	135
<b>Total de la dette à long terme</b>	<b>4 444</b>	<b>1 175</b>

- (a) Emprunt en vertu d'une entente existante de prêt à taux variable à long terme avec une filiale d'ExxonMobil qui prévoit un prêt à la compagnie par ExxonMobil jusqu'à concurrence de 5 G\$ (canadiens) à un taux d'intérêt équivalant à ceux du marché canadien. L'entente, en vigueur jusqu'au 31 juillet 2020, est résiliable sur préavis d'au moins 370 jours de la part d'ExxonMobil. Le taux d'intérêt effectif moyen du prêt s'est établi à 1,3 % en 2013.
- (b) Les obligations locatives capitalisées consistent principalement en des contrats de location-acquisition pour le transport par pipeline et en des conventions relatives aux services maritimes. Le taux d'intérêt théorique moyen a été de 7,0 % en 2013 (9,6 % en 2012). Les obligations locatives capitalisées comprennent aussi 7 M\$ comptabilisés à titre de passif à court terme (7 M\$ en 2012). Les paiements en capital sur les contrats de location-acquisition s'élèvent à environ 7 M\$ par an et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2014.

Au premier trimestre 2013, la compagnie a porté le montant de sa facilité de crédit bancaire à long terme de 300 M\$ à 500 M\$. Au troisième trimestre, elle a obtenu le report de la date d'échéance de sa facilité de crédit bancaire à août 2015. La compagnie ne s'est pas prévalu de cette facilité.

En janvier 2014, la compagnie a porté augmenté sa facilité de crédit à taux variable auprès d'une société affiliée de la société ExxonMobil de 5 G\$ à 6,25 G\$. Toutes les autres conditions de l'entente restent inchangées.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### 15. Comptabilisation des coûts des puits d'exploration suspendus

La compagnie continue de comptabiliser à l'actif les coûts d'un forage d'exploration lorsque le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production et si la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et sur le plan de la viabilité économique et opérationnelle du projet. Le terme « projet » tel qu'il est utilisé dans ce rapport peut renvoyer à toute une gamme d'activités différentes et n'a pas nécessairement le même sens que celui qu'on lui donne dans les rapports sur la transparence des paiements au gouvernement.

Les deux tableaux ci-dessous fournissent le détail des changements dans le solde des coûts des puits d'exploration suspendus ainsi qu'un résumé de l'âge des coûts.

Changement des coûts capitalisés des puits d'exploration suspendus :

en millions de dollars	2013	2012	2011
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	167	163	120
Ajouts en attendant l'établissement de réserves prouvées	12	16	43
Passés en charges	-	-	-
Reclassement en puits, installations et équipement reposant sur l'établissement de réserves prouvées	(6)	(12)	-
Solde au 31 décembre	173	167	163

Coûts capitalisés des puits d'exploration suspendus en fin d'exercice :

en millions de dollars	2013	2012	2011
Coûts capitalisés pendant un an ou moins	6	16	43
Coûts capitalisés pendant un an à cinq ans	167	151	120
Coûts capitalisés pendant plus d'un an	167	151	120
Total	173	167	163

Les activités d'exploration font souvent appel au forage de plusieurs puits sur un certain nombre d'années pour évaluer pleinement un projet. Le tableau ci-dessous fournit une ventilation numérique du nombre de projets présentant des coûts des puits d'exploration suspendus pour lesquels le premier puits capitalisé a été foré au cours des 12 mois précédents et ceux pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois.

	2013	2012	2011
Nombre de projets pour lesquels le premier puits capitalisé a été foré au cours des 12 mois précédents	-	-	1
Nombre de projets pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois	1	1	1
Total	1	1	2

Le projet pour lequel les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois au 31 décembre 2013 a fait l'objet de forages au cours des 12 mois qui précédaient.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### 16. Opérations avec les apparentés

Les produits et les charges de la compagnie comprennent aussi les résultats d'opérations conclues avec Exxon Mobil Corporation et ses sociétés apparentées (« ExxonMobil ») dans le cours normal des activités. Ces opérations, conclues dans des conditions comparables à celles qui auraient existé si elles l'avaient été entre parties sans lien de dépendance, ont porté principalement sur l'achat et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits chimiques ainsi que sur les coûts techniques, d'ingénierie et de recherche et développement. Les opérations conclues avec ExxonMobil comprenaient aussi les sommes payées et reçues du fait de la participation de la compagnie dans des coentreprises du secteur Amont au Canada.

En outre, la compagnie a des ententes en cours avec ExxonMobil pour fournir les prestations suivantes :

- a) Services informatiques et de soutien client à la compagnie et mise en commun de services généraux et de soutien à l'exploitation de manière à permettre aux deux parties de rationaliser les activités et les systèmes faisant double emploi.
- b) Exploitation de certains biens de production d'ExxonMobil dans l'Ouest canadien et services de gestion, commerciaux et techniques à ExxonMobil au Canada. Ces ententes contractuelles visent à réaliser des efficiences organisationnelles et des économies. Aucune entité juridique n'a été créée à la suite de ces ententes. Des livres de comptes distincts continuent d'être tenus pour le compte de l'Impériale et d'ExxonMobil. L'Impériale et ExxonMobil conservent la propriété de leurs biens respectifs et il n'y a pas d'incidence sur les activités et les réserves.
- c) Services de gestion, commerciaux et techniques à Syncrude Canada Ltée par ExxonMobil.
- d) Offre d'une option de participation à parts égales dans de nouvelles occasions d'affaires pour le secteur Amont.

Certaines charges découlant d'opérations avec ExxonMobil ont été capitalisées.

Au 31 décembre 2013, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme de 4 316 M\$ (1 040 M\$ en 2012) et des emprunts à court terme de 75 M\$ (0 en 2012) auprès d'ExxonMobil. (Pour plus de détails, voir la note 14, Dette à long terme, page A49 et la note 12, Coûts de financement et autres renseignements sur les billets et emprunts, page A48).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### 17. Autres éléments du résultat étendu

#### Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

en millions de dollars	2013	2012	2011
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	(2 455)	(2 238)	(1 424)
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite :			
Variation de l'exercice, excluant les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	529	(415)	(953)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	205	198	139
Solde au 31 décembre	(1 721)	(2 455)	(2 238)

#### Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu – produit (charge) avant impôts

en millions de dollars	2013	2012	2011
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, inclus dans le coût net des prestations constituées (a)	(276)	(266)	(186)
(a) Cette composante de cumul des autres éléments du résultat étendu est incluse dans le coût net des prestations constituées de la période (note 4).			

#### Les charges d'impôt (crédit) pour les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

en millions de dollars	2013	2012	2011
Avantages complémentaires de retraite :			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite (amortissement non compris)	185	(155)	(326)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, inclus dans le coût net des prestations constituées	71	68	47
Total	256	(87)	(279)

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

### 18. Acquisition

**Description de la transaction :** Le 26 février 2013, ExxonMobil Canada a fait l'acquisition de la société Celtic Exploration Ltd. (Celtic). Immédiatement après cette acquisition, l'Impériale a racheté à ExxonMobil Canada une participation de 50 % dans Celtic pour la somme de 1,6 G\$, laquelle a été financée par des emprunts auprès d'apparentés et de tiers. (Une société en nom collectif a été créée en parallèle pour détenir et exploiter les actifs de Celtic. La dénomination de la société a été remplacée par celle de XTO Energy Canada (XTO Canada). XTO Canada participe à la prospection, la production, le transport et la vente de pétrole brut et de gaz naturel, de condensats et de liquides du gaz naturel.

**Comptabilisation de l'actif acquis et du passif pris en charge :** L'Impériale a utilisé la méthode comptable d'acquisition pour comptabiliser sa part proportionnelle de l'actif acquis et du passif repris. Cette méthode exige, entre autres, que les actifs acquis et les passifs repris soient reconnus à leur juste valeur marchande à la date d'acquisition. Le tableau suivant récapitule l'actif acquis et le passif pris en charge :

en millions de dollars	
Liquidités	6
Comptes débiteurs	38
Matières, fournitures et frais payés d'avance	5
Immobilisations corporelles (a)	2 045
Écart d'acquisition (b)	20
<b>Total de l'actif acquis</b>	<b>2 114</b>
Comptes créditeurs et charges à payer	62
Passif d'impôts futurs (c)	377
Autres obligations à long terme	67
<b>Total du passif pris en charge</b>	<b>506</b>
<b>Actif net acquis</b>	<b>1 608</b>

- (a) Les immobilisations corporelles et incorporelles ont été mesurées principalement selon l'approche fondée sur les bénéfices. L'évaluation de la juste valeur des actifs pétroliers et gaziers était basée, en partie, sur des données significatives qui ne sont pas observables sur le marché; il s'agit donc d'une évaluation de niveau 3. Les données significatives incluaient les ressources provenant de Celtic, les profils de production future hypothétiques, les prix des produits de base (basés essentiellement sur des données observables), un taux d'actualisation ajusté au risque de 10 %, un taux d'inflation de 2 % et des hypothèses quant au calendrier d'exécution et au montant de la mise en valeur future et des coûts d'exploitation. Les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ont été réparties dans le secteur Amont, avec tous les actifs au Canada.
- (b) L'écart d'acquisition était l'excédent de la contrepartie transférée par rapport à la valeur nette des actifs constatés et représentait les avantages économiques futurs découlant d'autres actifs acquis qui ne pouvaient pas être identifiés individuellement et constatés séparément. L'écart d'acquisition a été comptabilisé dans l'unité d'exploitation Secteur Amont. Il n'est pas amorti et n'est pas déductible aux fins d'impôt.
- (c) La charge d'impôts futurs reflète les conséquences fiscales futures des écarts temporaires entre les montants de l'actif et du passif reconnus aux fins de la présentation de l'information financière et les montants reconnus aux fins de l'impôt sur les bénéfices. La charge d'impôts futurs comptabilisée au titre de l'acquisition était :

en millions de dollars	
Immobilisations corporelles	414
<b>Total du passif d'impôts futurs</b>	<b>414</b>
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(17)
Autres	(20)
<b>Total de l'actif d'impôts futurs</b>	<b>(37)</b>
<b>Passif d'impôts futurs – montant net</b>	<b>377</b>

**Incidence réelle et pro forma de l'acquisition :** Les produits de XTO Canada à partir de la date d'acquisition inclus dans les états financiers consolidés de la compagnie pour les douze mois clos le 31 décembre 2013 étaient de 89 M\$. Le bénéfice après impôts de XTO Canada depuis la date de son acquisition jusqu'au 31 décembre 2013 a été négligeable.

Les frais de transaction associés à l'acquisition ont été comptabilisés en charges tels qu'engagés et ont été négligeables dans les 12 mois qui se sont terminés le 31 décembre 2013.

Les données pro forma non auditées concernant les produits, le résultat net et le résultat de base et dilué par action, comme si l'acquisition avait eu lieu au début de 2013 ou dans la période de déclaration précédente comparable, ne sont pas présentées parce que leur effet sur les résultats financiers consolidés de l'Impériale pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et les périodes de déclaration précédentes comparables n'aurait pas été important.

## Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz (non audité)

L'information figurant aux pages A54 à A55 exclut les éléments qui ne sont pas reliés à l'extraction du pétrole et du gaz naturel comme les frais d'administration et les frais généraux, les frais d'exploitation des pipelines, les frais de traitement des usines à gaz et les gains et pertes à la vente d'actifs. La participation de 25 % de la compagnie dans les réserves prouvées de pétrole synthétique de la coentreprise Syncrude et celle de 70,96 % dans les réserves prouvées de bitume du projet Kearl sont incluses comme faisant partie des réserves prouvées totales de pétrole et de gaz conformément aux règles des U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) et U.S. Financial Accounting Standards Board (FASB). De même, la quote-part de la compagnie des réserves prouvées de brut synthétique de Syncrude et celle des réserves prouvées de bitume de Kearl sont comprises dans le calcul de la mesure standard normalisée des flux de trésorerie actualisés. Les résultats d'exploitation, les frais encourus dans les acquisitions de biens fonciers, les activités d'exploration et de mise en valeur, et les coûts capitalisés comprennent la quote-part de la compagnie dans Syncrude, Kearl et les autres superficies minières non prouvées figurant dans les tableaux ci-dessous.

Pour la première fois en 2013, la quote-part de la compagnie des résultats d'exploitation, des frais engagés dans les acquisitions de biens fonciers, les activités d'exploration et de mise en valeur, et des coûts capitalisés liés à Celtic (XTO Canada) figure dans les tableaux ci-dessous. De même, la quote-part de la compagnie des réserves prouvées pour Celtic (XTO Canada) est incluse comme faisant partie des réserves prouvées totales de pétrole et de gaz de la compagnie et est comprise dans le calcul de la mesure standard normalisée des flux de trésorerie actualisés.

### Résultats d'exploitation

en millions de dollars	2013	2012	2011
Ventes aux clients (a)	2 282	2 074	2 185
Ventes intersectorielles (a)(b)	3 905	3 534	3 828
	6 187	5 608	6 013
Frais de production	3 392	2 589	2 352
Frais d'exploration	123	83	90
Amortissement et épuisement	586	498	530
Impôts sur les bénéfices	512	584	718
Résultats d'exploitation	1 574	1 854	2 323

Les montants déclarés comme frais engagés en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur comprennent les coûts capitalisés et les coûts passés en charges au cours de l'exercice. Les frais engagés comprennent également les nouvelles obligations liées à la mise hors service d'immobilisations établies au cours de l'exercice ainsi que la hausse ou la baisse des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations résultant d'un changement du coût estimatif ou de la date d'abandon.

### Frais engagés en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur

en millions de dollars	2013	2012	2011
Frais afférents aux biens (c)			
Prouvés	34	-	-
Non prouvés	2 013	33	114
Frais d'exploration	124	109	133
Frais de mise en valeur	5 847	5 125	3 792
Total des dépenses en acquisitions de biens fonciers, frais d'exploration et frais de mise en valeur	8 018	5 267	4 039

- (a) Le gaz naturel et les liquides du gaz naturel achetés aux fins de revente et le paiement des redevances sont exclus des ventes aux clients et des ventes intersectorielles. Les chiffres bruts de ces postes sont comptabilisés à la note 2 dans *Produits d'exploitation*, *Ventes intersectorielles* et *Achats de pétrole brut et de produits*.
- (b) Les ventes de pétrole brut à des affiliés consolidés sont comptabilisées aux prix courants, selon les prix affichés aux gisements de production. Les ventes de liquides du gaz naturel à des affiliés consolidés sont comptabilisées à des prix qui pourraient être obtenus sur un marché concurrentiel avec des parties sans lien de dépendance.
- (c) Les frais afférents aux biens consistent en paiements de droits de prospection de pétrole et de gaz et en achat de réserves (les immobilisations corporelles et incorporelles acquises comme les usines à gaz, les installations de production et les frais afférents aux puits de production sont comprises dans l'actif de production). Les biens prouvés correspondent aux régions où des forages fructueux ont révélé un gisement pouvant être productif. Les biens non prouvés correspondent aux autres régions.

## Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz (non audité) (suite)

### Coûts capitalisés

en millions de dollars	2013	2012
Frais afférents aux biens (c)		
Prouvés	3 017	2 974
Non prouvés	2 621	616
Actif de production	23 811	13 322
Construction inachevée	8 286	13 062
Coût total capitalisé	37 735	29 974
Amortissement cumulé et épuisement	(10 686)	(10 140)
Coûts nets capitalisés	27 049	19 834

(c) Les frais afférents aux biens consistent en paiements de droits de prospection de pétrole et de gaz et en achat de réserves (les immobilisations corporelles et incorporelles acquises comme les usines à gaz, les installations de production et les frais afférents aux puits de production sont comprises dans l'actif de production). Les biens prouvés correspondent aux régions où des forages fructueux ont révélé un gisement pouvant être productif. Les biens non prouvés correspondent aux autres régions.

### Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés

Comme l'exige le FASB, la mesure normalisée des flux de trésorerie nets actualisés a été calculée à partir des prix moyens du premier jour du mois, des coûts en fin d'exercice, des taux d'imposition réglementaires et d'un facteur d'actualisation de 10 % appliqué aux réserves prouvées nettes. La mesure normalisée tient compte des frais liés aux obligations futures de démontage, d'abandon et de restauration. La compagnie estime que cette mesure normalisée ne constitue pas une estimation fiable des flux de trésorerie futurs prévus de la compagnie devant être obtenus de la mise en valeur et de la production de ses biens pétroliers et gaziers ni de la valeur de ses réserves prouvées de pétrole et de gaz. Cette mesure normalisée repose sur certaines hypothèses prescrites, dont les prix moyens du premier jour du mois, qui représentent une mesure ponctuelle dans le temps, de sorte que les flux de trésorerie peuvent varier considérablement d'un exercice à l'autre, au gré des fluctuations des prix.

### Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

en millions de dollars	2013	2012	2011
Flux de trésorerie futurs	231,873	227 253	224 130
Frais de production futurs	(92,926)	(83 600)	(82 903)
Frais de mise en valeur futurs	(32,126)	(31 051)	(27 259)
Impôts futurs sur les bénéfices	(23,707)	(25,902)	(26 671)
Flux de trésorerie nets futurs	83,114	86 700	87 297
Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie	(58,204)	(61 864)	(61 277)
Flux de trésorerie futurs actualisés	24,910	24 836	26 020

### Variations de la mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

Solde au début de l'exercice	24 836	26 020	21 251
Variations découlant de ce qui suit :			
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déduction faite des frais de production	(3,026)	(3 116)	(3 764)
Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production	(17,683)	(6 810)	2 845
Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes	31	2 698	1 694
Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice	5,500	5 086	3 583
Révisions d'estimations quantitatives antérieures	12,321	(805)	165
Accroissement de l'actualisation	1,703	997	1 725
Variation nette des impôts sur les bénéfices	1,228	766	(1 479)
Variation nette	74	(1 184)	4 769
Solde à la fin de l'exercice	24,910	24 836	26 020

## Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz (non audité) (suite)

### Réserves prouvées nettes (a)

	Liquides (b) en millions de barils	Gaz naturel en milliards de pieds cubes	Pétrole synthétique en millions de barils	Bitume en millions de barils	Total Total en équivalent pétrole (c) en millions de barils
Au début de l'exercice 2011	57	576	681	1 715	2 549
Révisions	4	11	(4)	36	38
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	-	(103)	-	-	(17)
Découvertes et extensions	-	21	-	706	709
Production	(6)	(83)	(24)	(44)	(88)
À la fin de l'exercice 2011	55	422	653	2 413	3 191
Révisions	5	98	(29)	239	231
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	-	(7)	-	-	(1)
Découvertes et extensions	-	47	-	234	242
Production	(7)	(72)	(25)	(45)	(89)
À la fin de l'exercice 2012	53	488	599	2 841	3 574
<b>Révisions</b>	<b>6</b>	<b>(2)</b>	<b>4</b>	<b>78</b>	<b>88</b>
<b>Récupération améliorée</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>(Vente) achat de réserves en place</b>	<b>10</b>	<b>261</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>54</b>
<b>Découvertes et extensions</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Production</b>	<b>(7)</b>	<b>(69)</b>	<b>(24)</b>	<b>(52)</b>	<b>(94)</b>
<b>À la fin de l'exercice 2013</b>	<b>62</b>	<b>678</b>	<b>579</b>	<b>2 867</b>	<b>3 622</b>

### Réserves prouvées nettes mises en valeur incluses ci-dessus, en date du

1 <sup>er</sup> janvier 2011	56	507	681	519	1 340
31 décembre 2011	55	360	653	519	1 287
31 décembre 2012	52	373	599	543	1 256
<b>31 décembre 2013</b>	<b>55</b>	<b>368</b>	<b>579</b>	<b>1 417</b>	<b>2 113</b>

### Réserves prouvées nettes non mises en valeur incluses ci-dessus, en date du

1 <sup>er</sup> janvier 2011	1	69	-	1 196	1 209
31 décembre 2011	-	62	-	1 894	1 904
31 décembre 2012	1	115	-	2 298	2 318
<b>31 décembre 2013</b>	<b>7</b>	<b>310</b>	<b>-</b>	<b>1 450</b>	<b>1 509</b>

(a) Les réserves nettes sont la quote-part de la compagnie après déduction des parts des propriétaires ou gouvernements ou les deux. Toutes les réserves déclarées se trouvent au Canada. Les réserves de gaz naturel sont calculées à une pression de 14,73 livres par pouce carré à 60 °F.

(b) Les liquides comprennent le pétrole brut, le condensat et les liquides du gaz naturel (LGN). Les réserves prouvées de LGN ne sont pas importantes et sont donc incluses sous liquides.

(c) Gaz converti en équivalent pétrole à raison de 6 millions de pieds cubes pour mille barils.

L'information qui précède décrit les variations au cours des exercices et les soldes des réserves prouvées de pétrole et de gaz à la fin des exercices 2011, 2012 et 2013. Les définitions utilisées sont conformes à la règle 4-10(a) du règlement S-X de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

Les réserves prouvées de pétrole et de gaz sont les quantités de pétrole et de gaz que l'on peut estimer avec une certitude raisonnable, après analyse des données géologiques et techniques, être économiquement exploitables dans les années à venir à partir de gisements connus, et selon les conditions économiques, les méthodes d'exploitation et la réglementation gouvernementale existantes, avant que les contrats accordant



## **Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz (non audité) (suite)**

les droits d'exploitation n'expirent. Dans certains cas, de nouveaux investissements substantiels dans des puits supplémentaires et d'autres installations seront nécessaires pour récupérer ces réserves prouvées.

Conformément aux règles de la SEC, le volume des réserves de pétrole et de gaz à la fin des exercices, ainsi que le changement de classement des réserves figurant dans les tableaux des réserves prouvées ont été calculés avec les prix moyens en vigueur au cours de la période de 12 mois précédant la fin de la période couverte par le rapport, déterminés comme la moyenne arithmétique non pondérée du prix du premier jour du mois pour chaque mois compris dans la période. Les quantités de ces réserves ont aussi été utilisées dans le calcul des taux d'amortissement par unité de production et celui de la mesure normalisée des flux de trésorerie nets actualisés.

Les révisions peuvent comprendre des augmentations ou des réductions des volumes de réserves prouvées estimés précédemment pour les gisements existants en raison de l'évaluation ou de la réévaluation de données existantes sur la géologie, les gisements ou la production, de nouvelles données sur la géologie, les gisements ou la production, ou de modifications des prix et des coûts servant à calculer les réserves. Ces révisions peuvent aussi comprendre d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou de la capacité des installations et du matériel de production.

En 2013, les quantités de réserves prouvées de liquides et de gaz naturel indiquées dans la catégorie vente/achat correspondaient à la part des réserves de la compagnie provenant de l'acquisition de Celtic.

Pour déterminer les réserves prouvées nettes, on déduit la part prévue des propriétaires miniers ou des gouvernements, ou les deux. Pour les liquides et le gaz naturel, les réserves prouvées nettes sont basées sur les taux futurs de redevances estimés à la date à laquelle l'estimation a été faite en y incorporant les régimes de redevances des gouvernements applicables pour le pétrole et le gaz naturel. Pour ce qui est du bitume, les réserves prouvées nettes sont basées sur la meilleure estimation de la compagnie des taux de redevances moyens pour la durée économique des projets de Cold Lake et de Kearn en y incorporant le régime de redevances révisé du gouvernement de l'Alberta pour les sables pétrolifères. Pour le pétrole synthétique, les réserves prouvées nettes sont basées sur la meilleure estimation de la compagnie des taux moyens de redevances pour la durée économique du projet en y incorporant les amendements à l'accord Syncrude avec la Couronne. Dans chaque cas, les taux futurs de redevances peuvent varier selon la production, les prix et les coûts.

Les réserves prouvées nettes mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés par le biais des puits et installations existants avec le matériel et les méthodes d'exploitation existants ou dans lesquels le coût de l'équipement requis est relativement peu élevé par rapport au coût d'un nouveau puits ou d'une nouvelle installation. Les réserves prouvées nettes non mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés à la suite d'investissements futurs pour forer de nouveaux puits, pour remettre des puits existants en production ou pour mettre en place des installations destinées à recueillir et à livrer la production de puits et installations existants et futurs.

En 2013, l'augmentation des réserves prouvées de bitume mises en valeur étaient principalement attribuables au démarrage du projet de développement initial de Kearn au deuxième trimestre 2013, ayant pour conséquence la conversion de réserves prouvées non mises en valeur en réserves prouvées mises en valeur.

Aucun évaluateur ou auditeur indépendant qualifié de réserves n'a participé à la préparation des données sur les réserves de la compagnie.

## Données financières et sur la négociation d'actions par trimestre (a)

	2013				2012			
	trimestres clos les				trimestres clos les			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
<b>Données financières</b> (en millions de dollars)								
Total des produits et autres revenus	8 363	8 594	7 958	8 014	7 804	8 336	7 515	7 533
Total des charges	6 985	7 737	7 526	6 944	6 390	6 949	6 675	6 181
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 378	857	432	1 070	1 414	1 387	840	1 352
Impôts sur les bénéfices	322	210	105	272	338	347	205	337
Bénéfice net	1 056	647	327	798	1 076	1 040	635	1 015
<b>Bénéfice net sectoriel</b> (en millions de dollars)								
Secteur Amont	411	604	397	300	488	498	360	542
Secteur Aval	625	46	(97)	478	549	536	232	455
Produits chimiques	46	39	42	35	44	37	49	35
Comptes non sectoriels et autres	(26)	(42)	(15)	(15)	(5)	(31)	(6)	(17)
Bénéfice net	1 056	647	327	798	1 076	1 040	635	1 015
<b>Données par action</b> (en dollars)								
Bénéfice net – résultat de base	1,25	0,76	0,39	0,94	1,27	1,22	0,75	1,20
Bénéfice net – résultat dilué	1,24	0,76	0,38	0,94	1,26	1,22	0,75	1,19
Dividendes (déclarés trimestriellement)	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
<b>Cours de l'action</b> (en dollars) (b)								
Bourse de Toronto								
Haut	47,57	46,10	41,82	45,44	46,25	48,32	46,68	49,26
Bas	43,19	40,32	38,58	41,42	41,44	41,43	39,77	43,72
À la clôture	47,04	45,23	40,15	41,52	42,73	45,25	42,59	45,32
NYSE MKT (en dollars américains) (b)								
Haut	45,67	44,65	41,15	45,16	47,02	50,00	47,36	49,32
Bas	41,55	38,22	37,09	40,68	42,06	40,50	38,16	43,72
À la clôture	44,23	43,96	38,21	40,86	43,00	46,03	41,72	45,39
<b>Actions négociées</b> (en milliers) (c)	<b>67 673</b>	<b>77 781</b>	<b>95 600</b>	<b>103 979</b>	44 615	52 065	66 394	64 643

(a) Les données trimestrielles n'ont pas fait l'objet d'un audit par l'auditeur indépendant de la compagnie.

(b) L'action de l'Impériale est cotée à la Bourse de Toronto. Aux États-Unis, les actions de l'Impériale se négocient sur le marché NYSE MKT LLC. L'Impériale détient des privilèges sur le marché hors cote NYSE MKT LLC, une filiale de NYSE Euronext. L'action ordinaire de l'Impériale porte le symbole IMO. Les cours de l'action sont tirés des registres de ces bourses. Les cours présentés en dollars américains sont fondés sur les données réunies sur le marché américain.

(c) Le nombre d'actions négociées est déterminé d'après l'ensemble des opérations réalisées à ces deux bourses. Pour 2012, les volumes d'actions aux É.-U. comprenaient le NYSE et d'autres plates-formes de négociation, et les volumes négociés à la TSX pour le Canada. Depuis 2013, les volumes d'actions comprennent les transactions conclues sur d'autres plates-formes canadiennes, information qui était auparavant indisponible.